

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)

«___» _____ 2017 г.

Электроснабжение автомобилестроительного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«___» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
старший преподаватель

_____ Е.Ж. Васильев
«___» _____ 2017 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ Р.Г. Бикташева
«___» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«___» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2017 г.

1 План генеральный автомобилестроительного завода	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3 Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике и управлению сетевым предприятием	– 1 лист

Всего блиста(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		
Экономика	Е.Ж. Васильев		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания «___» _____ 2017 г.

Руководитель

_____ Н.Ю. Аверина
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ Р.Г. Бикташева
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Введение		
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	22.03.17	
3 Краткое описание объекта электроснабжения	24.05.17	
4 Расчет электрических нагрузок и построение картограммы	14.02.17	
5 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	24.03.17	
6 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	25.02.17	
7 Выбор и обоснование схемы внешнего электроснабжения	03.03.17	
8 Выбор и обоснование схемы внутривзаводского электроснабжения	10.03.17	
9 Расчет электрических сетей напряжением до и выше 1000 В	15.03.17	
10 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в электрических сетях напряжением выше 1000 В	20.03.17	
11 Выбор и обоснование режима нейтрали электрических сетей	24.03.17	
12 Компенсация реактивной мощности	06.04.17	
13 Расчет показателей качества напряжения	13.04.17	
14 Релейная защита и автоматика	25.04.17	
15 Вопросы охраны труда и техники безопасности	30.04.17	
16 Экономическая часть	05.05.17	
17 Пояснительная записка	12.05.17	
18 Графическая часть:		
1 План генеральный группы цехов станкостроительного завода (1 лист)	16.03.17	
2 Схема принципиальная электроснабжения (1 лист)	18.03.17	
3 Конструктивный чертеж ГПП (1 лист)	20.03.17	
4 Релейная защита и автоматика (1 лист)	19.04.17	
5 Плакат по экономике (1 лист)	23.05.17	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

Р.Г. Бикташева

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Бикташева Р.Г. Электроснабжение автомобилестроительного завода. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-573, 2017. –131с., 25ил.,36 табл. библиогр. список – 61наим.,6 листов чертежей ф.А1

Задача настоящего проекта заключается в проектировании системы электроснабжения автомобилестроительного завода г.Чита, обеспечивающей соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность эксплуатации в течении всего срока службы.

Завод относится к средним по мощности предприятиям и состоит из 14 цехов и помещений с суммарной установленной мощностью 91 МВт. На предприятии имеются 10 дуговых сталеплавильных печей (ДСП) с суммарной установленной мощностью 21 МВт; 8 индукционных установок частотой 1 кГц с суммарной установленной мощностью 12,8 МВт; 6 индукционных установок частотой 2,4 кГц с суммарной установленной мощностью 3,78 МВт; 6 синхронных двигателей (СД) с суммарной установленной мощностью 7,5 МВт. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко 2 категории по надежности электроснабжения.

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

В работе представлены все основные этапы проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия, а именно расчет электрических нагрузок напряжением до и выше 1000 В, выбор цеховых и 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 внешнего электроснабжения, в виду его неоднозначности, производится путем сравнения технико-экономических показателей схемы на напряжение 35 и 110 кВ.

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
					Электроснабжение автомобилестроительного завода		
Разраб.		Бикташева			Лит.	Лист	Листов
Пров.		Аверина			В К Р	3	131
Реценз.					ФГАОУ ВО ЮУрГУ(НИУ) Кафедра ЭССиСЭ		
Н. контр.		Аверина					
Утв.		Кирпичникова					

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	6
ВВЕДЕНИЕ	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	9
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	14
1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху	14
1.1.1 Расчет электрических нагрузок однофазных электроприемников	14
1.1.2 Расчет электрических нагрузок в узлах, содержащих трехфазные электроприемники	15
1.1.3 Расчет электрической нагрузки по цеху.....	20
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	23
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок.....	23
Выводы по разделу 1.....	30
2 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	31
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов	31
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций	31
Выводы по разделу 2.....	34
3 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	36
3.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения	36
3.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции	38
Выводы по разделу 3.....	42
4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	43
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах	43
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	44
4.3 Расчет токов короткого замыкания	45
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	47
Выводы по разделу 4.....	50
5 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	51
5.1 Определение рационального напряжения внутриводского электроснабжения	51
5.2 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10 кВ	51
5.3 Сравнение магистральной и радиальной схем внутреннего электроснабжения	53
5.4 Конструктивное выполнение электрической сети	55
5.5 Выбор кабелей до и выше 1000 В.....	55
Выводы по разделу 5.....	57
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	60

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

Выводы по разделу 6.....	67
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	68
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП	68
7.2 Выбор выключателей КРУ	69
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	69
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	71
7.5 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП	72
7.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	73
7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	74
Выводы по разделу 7.....	76
8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	77
8.1 Расчет коэффициента несинусоидальности напряжения.....	77
8.2 Расчет провала напряжения	81
Выводы по разделу 8.....	84
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	85
9.1 Составление расчетной схемы и определение ее параметров.....	85
Выводы по разделу 9.....	93
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	94
10.1 Релейная защита трансформатора. Требования нормативных документов.....	94
10.2 Расчет токов короткого замыкания	95
10.3 Выбор защит	101
10.3.1 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора.....	101
10.3.2 Защита от перегруза трансформатора	106
10.3.3 Максимальная токовая защита	108
10.3.4 Газовая защита	110
Выводы по разделу 10.....	111
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	112
11.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП.....	112
11.2 Электробезопасность	115
11.3 Освещение.....	120
11.4 Пожарная безопасность	123
Выводы по разделу 11.....	127
12 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	128
Выводы по разделу 12.....	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	135
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	136

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов автомобилестроительного завода.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением до 1000 В: 20 223 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 45 080 кВт (10 дуговых сталеплавильных печей (далее ДСП) мощностью 2100 кВт; 8 индукционных установок (далее ИУ) мощностью 1600 кВт, частотой 1 кГц; 6 индукционных установок (далее ИУ) мощностью 630 кВт, частотой 2,4 кГц; 6 синхронных двигателей (далее СД) мощностью 1250 кВт).

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой, второй и третьей категориям.

К потребителям второй категории относятся:

- литейный цех
- прессово-кузовной цех;
- штамповочно-механический цех;
- цех по ремонту оборудования;
- компрессорная;
- механосборочный цех;
- административно-бытовой корпус;
- покрасочный цех;
- корпус вспомогательных цехов.

К потребителям третьей категории относятся:

- ЦЗЛ;
- транспортный цех;
- склад;
- тарный цех;
- РМЦ.

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 36 986,27 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$;
- естественный $\text{tg}\varphi_e = 0,5$;
- расчетный $\text{tg}\varphi_p = 0,49$.

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 2400 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 13,5 км.

9) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДРН – 32 000/110/10/10.

10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

11) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КРУ СЭЩ-63.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

12) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 10 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностью от 630 до 2500 кВА.

13) Тип кабельных линий: АПвПУ-10, сечения: 3х50, 3х95, 3х185, 3х240. Соединение силовых трансформаторов ГПП с КРУ-10 кВ осуществляется с помощью токопровода.

14) Коррозионная активность грунта предприятия средняя; блуждающих токов в грунте нет, но присутствуют колебания и растягивающие усилия в грунте.

					13.03.02.2017.876.00.00 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 и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Произведем сравнение наиболее распространенных вакуумных выключателей, рассчитанных на работу при номинальном напряжении 10 кВ.

Выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600.

Поставщик: «Электрощит-ТМ Самара, Группа компаний», ЗАО [1]

Предназначен для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с напряжением 6-10 кВ.

Выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600 состоит из трёх полюсов, привода и основания. Привод представляет отдельную конструктивную единицу, устанавливаемую на раму выключателя, что даёт возможность использовать выключатель в конструкциях, требующих раздельного расположения привода и полюсов. Приводы имеют механическую защёлку, удерживающую контакты выключателя во включенном положении и механизм свободного расцепления, обеспечивающий выполнение операции «Отключение» независимо от положения остальных элементов привода.

Выключатели, по требованию заказчика, могут комплектоваться приводами с органами управления:

- электромагнитом включения (УАС) и электромагнитом отключения (УАТ) на напряжение 220 и 110 В постоянного или 220 и 127 В переменного тока и дополнительно набором электромагнитов встроенных расцепителей;

- электромагнитом отключения напряжения с питанием от независимого источника (УАВ), номинальное напряжение 220 и 110 В постоянного или 220, 127 и 100 В переменного тока;

- электромагнитом отключения с номинальными токами 3 или 5 А переменного тока (УАА).

Конструктивные особенности и преимущества вакуумных выключателей ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600:

1 Конструктивной особенностью выключателя является его универсальность – возможность установки электромагнитного или пружинно-моторного привода.

2 Возможность ручного включения выключателя под нагрузку при отсутствии оперативного питания (только для пружинно-моторного выключателя).

3 Нечувствительность к просадкам напряжения, в том случае, когда выключатель выключает короткозамкнутую линию.

4 Простота конструкции.

5 Высокая надежность.

6 Легко встраивается в различные типы КСО и КРУ.

7 Высокий коммутационный ресурс.

8 Для лучшего теплоотвода в полюсе ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600 У использован эффект естественной конвекции. На выключателе с номинальным током до

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

1600 А нет необходимости устанавливать теплоотводящие радиаторы, соответственно конструкция получилась более дешевой и надежной.

9 Выключатель имеет механизм поджатия контактов, не требует дополнительных регулировок на протяжении всего срока службы (также в случае износа контактов).

10 Наличие счетчика числа циклов срабатывания выключателя.

11 Наличие индикации положения выключателя – включен/отключен, пружинный привод готов/не готов к работе.

12 Компоновка выключателей с обычным и фронтальным расположением полюсов; расположением размещения трёх полюсов и привода в линию, отдельным размещением выключателя и привода на разных уровнях, например, в КСО.

13 Наличие встроенных в привод выключателя расцепителей.

14. Единый конструктив для всех типов выключателей, выключатели с электромагнитным и пружинно-моторным приводом имеют одинаковые присоединительные размеры, выключатели на номинальные токи 1000 А, 1600 А, номинальные токи отключения 20 кА, 31,5 кА имеют одинаковые габаритные размеры.

Вакуумная камера нового поколения имеет ряд конструктивных особенностей и преимуществ:

1 Вакуумная камера нового поколения имеет уникальные технические характеристики - между контактами камеры создается аксиальное магнитное поле, что позволяет улучшить отключающие свойства.

2 Контакты конструктивно выполнены из нескольких различных материалов, в центральной части контакта использован материал, обладающий высокой теплопроводностью и теплоемкостью, обладающей несколько большим сопротивлением по сравнению с материалом, расположенным в крайних частях поверхности контакта, за счет этого достигается оптимальное распределение электрического поля, что позволяет улучшить теплоотвод с контактов камеры.

Квалификационные испытания, проведенные в ГУП ВЭИ им. В.И.Ленина, показали надёжную работу выключателя при коммутации во всех требуемых режимах. Выключатели выполнили 100 циклов ВО при 100% значении номинального тока отключения, при этом время гашения дуги не превышало 10 мс. и выгорание контактов ВДК составило 1,0 мм.

Вакуумные выключатели нагрузки серии Evolis

Выключатель нагрузки серии Evolis компании MerlinGerin (SchneiderElectric) представляет собой компактный выключатель, специально разработанный мировым лидером в области коммутационной аппаратуры компанией SchneiderElectric. Он предназначен для установки в ячейках КРУ и КСО российских и украинских производителей, например, в ячейки КРУ-20АТ. Этот выключатель используется также для замены выключателей, отслуживших свой срок службы.

Выключатели нагрузки серии Evolis применяются для управления распределительными промышленными сетями среднего класса напряжения и для

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

защиты всевозможных объектов (кабельных линий, электродвигателей, трансформаторов, приводов и др.). Они позволяют обеспечить широкий рациональный выбор вариантов установки выключателей в случаях, когда имеются: 2 номинальных напряжения (6...10 кВ); 3 номинальных тока отключения (25...31 и 25...40 кА); 3 номинальных рабочих тока (630–1250–2500 А).

Вакуумные выключатели нагрузки серии Evolis надежны в эксплуатации, имеют простой и компактный привод:

- пружинный с ручным и электрическим управлением;
- с ручным включением при отсутствии оперативного тока.

Отличительная особенность выключателей серии Evolis – оснащение их лучшими в мире вакуумными ДГК, герметично запаянный корпус, который позволяет поддерживать в течение 30 лет высокий (менее чем 10–2Па) уровень вакуума внутри выключателя, достаточный для обеспечения изоляции между контактами.

Вакуумный выключатель нагрузки разработан и изготовлен так, чтобы гарантировалась простота его эксплуатации и обеспечивалась максимальная безопасность обслуживающего персонала, достигаемая за счет наличия системы защитных блокировок, предотвращающих ошибки оператора при вкатывании выключателя в ячейку КРУ или КСО или его выкатывании из ячейки. Кроме того, безопасность обслуживающего персонала обеспечивается также тем, что вкатывание/выкатывание выключателя возможно осуществить только при закрытой дверце отсека выключателя.

Таблица 1 – Технические характеристики вакуумных выключателей серии ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600

Номинальное напряжение, кВ	6-10
Собственное время отключения, мс	<30
Собственное время включения, мс	<50
Механический ресурс, циклов ВО	25000
Коммутационный ресурс, циклов ВО	
20 кА	100
31,5 кА	50

Таблица 2 – Технические характеристики вакуумных выключателей серии Evolis

Номинальное напряжение, кВ	7,2-12-17,5
Собственное время отключения, мс	<50
Собственное время включения, мс	<60
Механический ресурс, циклов ВО	10000
Коммутационный ресурс, циклов ВО	
25 кА	100
31,5 кА	50

Как видно из вышеприведенных таблиц отечественные вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600 обладают наилучшими показателями по сравнению с зарубежными выключателями серии Evolis. По стоимости

преимущество остается также за отечественными выключателями, стоимость которых составляет около 100-150 тыс. руб. в то время как стоимость зарубежных выключателей варьируется в диапазоне 300-350 тыс. руб.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

Выводы по разделу

В данном разделе был проведен сравнительный анализ отечественных вакуумных выключателей типа ВВУ-СЭЦ-Э-10/1600 от «Электроцит-ТМ Самара» и зарубежных выключателей Evolis от SchneiderElectric. В ходе анализа выяснилось, что отечественные выключатели обладают как техническими, так экономическими преимуществами по сравнению с зарубежными.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

1.1.1 Расчет электрических нагрузок однофазных электроприемников

На промышленном предприятии наряду с трехфазными приемниками электроэнергии имеют место стационарные и передвижные приемники однофазного тока, подключаемые на фазное или линейное напряжения.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $K_{\text{иа}}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению.

Средняя активная мощность $P_{\text{ср.Ф}}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{\text{ср.Ф}} = K_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot K_{\text{AB(A)}} + K_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot K_{(\text{CA})\text{A}} + K'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{A0})}, \quad (1.1)$$

где $K_{\text{иа}}$, $K'_{\text{иа}}$ – 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 к фазе А, кВт;

$K_{\text{AB(A)}}$, $K_{\text{CA(A)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А, согласно [2, табл.2.1].

Средняя реактивная мощность $Q_{\text{ср.Ф}}$, квар, определяется по формуле:

$$Q_{\text{ср.Ф}} = K_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(B)}} + K_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{BC})} \cdot q_{\text{BC(B)}} + K'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{B0})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.2)$$

где $q_{\text{AB(B)}}$, $q_{\text{BC(B)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и ВС к фазе В, согласно [2, табл.2.1].

Условная трехфазная активная мощность от однофазной нагрузки для наиболее загруженной фазы $P_{\text{с}}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.мах}} \cdot \quad (1.3)$$

Условная трехфазная реактивная мощность от однофазной нагрузки для наиболее загруженной фазы $Q_{\text{с}}$, квар, определяется по формуле:

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.мах}} \cdot \quad (1.4)$$

Рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу В в кузнечно-котельном отделении по формуле (1.1).

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

$$P_{\text{ср.В}} = 0,65 \cdot 6,6 \cdot 0,28 + 0,65 \cdot 6,6 \cdot 0,72 + 0,4 \cdot 6,6 + 0,6 \cdot 20 + 0,24 \cdot 6,4 = 44,23 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ср.В}} = 0,65 \cdot 6,6 \cdot 0,67 + 0,65 \cdot 6,6 \cdot 0,09 + 0,4 \cdot 6,6 \cdot 1,73 + 0,6 \cdot 20 + \\ + 0,24 \cdot 6,4 \cdot 1,17 = 50,73 \text{ квар}$$

Для рассматриваемого узла наиболее загруженной оказалась фаза В.

$$P_c = 3 \cdot 44,23 = 132,69 \text{ кВт}$$

$$Q_c = 3 \cdot 50,73 = 152,19 \text{ квар}$$

Коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе В, $K_{\text{иа}}$, определяется по формуле:

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{ср.В}}}{0,5 \cdot (P_{(AB)} + P_{(BC)}) + P_{B0}}, \quad (1.5)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{44,83}{0,5 \cdot (6,6 + 6,6) + 92,4} = 0,45.$$

Результаты расчета по формулам (1.1) – (1.5) представлены в таблице 1.1

1.1.2 Расчет электрических нагрузок в узлах, содержащих трехфазные электроприемники

Для оценки ожидаемых электрических нагрузок будем использовать метод упорядоченных диаграмм.

Системы электроснабжения с точки зрения расчета электрических нагрузок разделены на 6 уровней.

Сначала проведем расчет для системы второго уровня, к которой относятся распределительные шинопроводы и щиты, с которых непосредственно питаются отдельные электроприемники напряжением до 1000 В. В качестве примера рассмотрим ремонтно-механический цех, состоящий из 3 отделений, в которых установлены распределительные шинопроводы.

Рассмотрим подробно заготовительное отделение. В нем находятся 70 электроприемников общей номинальной мощностью 528 кВт.

Позиция 1 – ножницы гильотинные.

Общая номинальная мощность по однотипным электроприемникам, $\sum P_n$, кВт, 5 колонка, определяется по формуле:

$$\sum P_n = n \cdot P_n, \quad (1.6)$$

где n – количество электроприемников, шт, 3 колонка;

P_n – номинальная мощность 1 электроприемника характерной группы, кВт, 4 колонка.

$$\sum P_n = 2 \cdot 7 = 14 \text{ кВт.}$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников

Технологические данные		Стартовые данные		Установленная мощность ЭП, подключенных на U _л , кВт			Установленная мощность ЭП, подключенных на U _ф , кВт			Коэффициенты приведения			Установленная мощность ЭП, подключенных на U _ф , кВт			Средние мощности за наиболее загруженную смену								
				K _{св}	cosφ	tgφ	K	q	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c				
																					к фазе	квар	квар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Наименование узла питания или группы электроприемников	Д, Ш, Т	Номинальная (установленная) мощность, кВт	R _н	ΣP _н	P _н ²	K _{св}	cosφ	tgφ	к фазе	K	q	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	
Сборочно-сварочное отделение																								
ОЭП, подключенные на U _ф																								
14	15	3,65	54,75	199,84	0,20	0,30	3,18								18,25	18,25	18,25	3,65	3,65	11,61	11,61	11,61	11,61	
16	6	5,20	31,20	162,24	0,20	0,30	3,18								26,00	26,00	26,00	5,20	5,20	16,54	16,54	16,54	16,54	
17	3	10,50	31,50	330,75	0,40	0,50	1,73								52,50	52,50	52,50	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	
Итого по отделению:	24	-	117,45	692,83											96,75	96,75	96,75	29,85	29,85	29,85	29,85	29,85	29,85	
Кузнечно-копальное отделение																								
ОЭП, подключенные на U _л																								
30	8	2,20	17,60	38,72	0,65	0,80	0,75					a	0,72	0,09				3,09			0,39			
								6,60				b	0,28	0,67					1,20			2,87		
									6,6			b	0,72	0,09					3,09			0,39		
												c	0,28	0,67					1,20			2,87		
																								2,87

Окончание таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
										4,40	с	0,72	0,09						2,06			0,26
											а	0,28	0,67				0,80			1,92		
Итого:	8		17,60	38,72				6,60	6,60	4,40							3,89	4,29	3,26	2,30	3,26	3,13
ОЭЦ, подключенные на Уф																						
32 Сварочный трансформатор	6	33,00	198,00	6534,00	0,40	0,50	1,73							66,00	66,00	66,00	26,40	26,40	26,40	45,67	45,67	45,67
33 Электронагреватель заклелок	6	10,00	60,00	600,00	0,60	1,00	0							20,00	20,00	20,00	12,00	12,00	12,00	0	0	0
27 Пресс фрикционный	6	3,20	19,20	61,44	0,24	0,65	1,17							6,40	6,40	6,40	1,54	1,54	1,54	1,70	1,70	1,70
Итого:	18		277,20	7195,44	1,24	2,15	2,9							92,40	92,40	92,40	39,94	39,94	39,94	47,47	47,47	47,47
Итого по отделению	26		294,80	7234,16	0,45	0,64	1,21	6,60	6,60	4,40				92,40	92,40	92,40	43,83	44,23	43,20	49,77	50,73	50,60

Далее для каждого наименования оборудования находим коэффициент использования $K_{и}$, 6 колонка, и $\cos\phi$, 7 колонка, по [3, таблица 2.2].

Зная $\cos\phi$, находим, $\operatorname{tg}\phi$, записываем в 8 колонку.

Так для позиции 1 принимаем:

$$K_{и} = 0,45,$$

$$\cos\phi = 0,65,$$

$$\operatorname{tg}\phi = 1,17.$$

Средняя активная мощность, P_c , кВт, 9 колонка, определяется по формуле:

$$P_c = \sum P_n \cdot K_{и}, \quad (1.7)$$

$$P_c = 14 \cdot 0,45 = 6,3 \text{ кВт.}$$

Средняя реактивная мощность, Q_c , квар, 10 колонка, определяется по формуле:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (1.8)$$

$$Q_c = 6,3 \cdot 1,17 = 7,37 \text{ квар.}$$

Сумма квадратов активных мощностей отдельных электроприемников, $\sum P_n^2 \cdot n$, кВт²·шт, 11 колонка, определяется по формуле:

$$\sum P_n^2 \cdot n = 7^2 \cdot 2 = 98 \text{ кВт}^2 \cdot \text{шт}, \quad (1.9)$$

Для получения итоговых строк суммируем по вертикали колонки 3, 5, 9, 10, 11. Результаты записываем в строку «Итого по силовой нагрузке по отделению».

Средневзвешенный коэффициент использования, $K_{и}^{CB}$, 6 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$K_{и}^{CB} = \frac{\sum P_c}{\sum P_n}, \quad (1.10)$$

$$K_{и}^{CB} = \frac{92,03}{528} = 0,17.$$

Средневзвешенный $\operatorname{tg}\phi^{CB}$, 8 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$\operatorname{tg}\phi^{CB} = \frac{\sum Q_c}{\sum P_c}, \quad (1.11)$$

$$\operatorname{tg}\phi^{CB} = 154,38 / 92,03 = 1,68.$$

Приведенное число электроприемников, $n_э$, шт, 12 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$n_э = \frac{\sum P_H^2}{\sum P_H \cdot n}, \quad (1.12)$$

$$n_э = 528^2 / 6995,22 = 39,85 \text{ шт.}$$

Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, $K_{ра}$, 13 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется путем аппроксимации согласно значениям коэффициента использования и приведенного числа электроприемников, согласно [4, табл. 1] по отделению. Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности принимается 1,08.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, $K_{рр}$, 14 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$K_{рр} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_э}}, \quad (1.13)$$

$$K_{рр} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{40}} = 1,03.$$

Итоговая расчетная активная мощность, $P_{расч}$, кВт, 15 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$P_{расч} = P_c \cdot K_{ра}, \quad (1.14)$$

$$P_{расч} = 92,03 \cdot 1,08 = 99,39 \text{ кВт.}$$

Итоговая расчетная реактивная мощность, $Q_{расч}$, квар, 16 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$Q_{расч} = Q_c \cdot K_{рр}, \quad (1.15)$$

$$Q_{расч} = 154,38 \cdot 1,03 = 158,46 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность, $S_{расч}$, кВА, 17 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (1.16)$$

$$S_{расч} = \sqrt{99,39^2 + 158,46^2} = 187,05 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток, $I_{расч}$, А, 18 колонка строки «Итого по силовой нагрузке по отделению», определяется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.17)$$

$$I_{расч} = \frac{187,05}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 270,3 \text{ А.}$$

Далее для каждого отделения определяется пиковый ток от пуска наиболее мощного электроприемника.

В заготовительном отделении таким является мостовой кран с характеристиками:

- номинальная мощность $P_H = 27$ кВт;
- $\cos\phi = 0,5$;
- пусковой коэффициент $K_{пуск} = 5$;
- КПД $\eta = 0,9$.

Пусковой ток мостового крана, $I_{пуск}$, А, определяется по формуле:

$$I_{пуск} = \frac{K_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \eta \cdot \cos\phi}, \quad (1.18)$$

$$I_{пуск} = \frac{5 \cdot 27}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9 \cdot 0,5} = 434,08 \text{ А.}$$

Далее рассчитывается новая итоговая строка по отделению, но без мостового крана.

Пиковый ток по отделению, $I_{пик}$, А, определяется по формуле:

$$I_{пик} = I_{пуск} + I'_{расч}, \quad (1.19)$$

где $I'_{расч}$ – расчетный ток, А, 18 колонка строки «Расчетная нагрузка без мостового крана».

$$I_{пик} = 434,08 + 215,83 = 649,91 \text{ А.}$$

Аналогично по формулам (1.6) – (1.19) рассчитываем нагрузку остальных узлов нагрузки.

1.1.3 Расчет электрической нагрузки по цеху

Для расчета нагрузки по цеху переносим расчетные данные из итоговых строк по отделениям и рассчитываем строку «Итого по цеху».

Суммируем данные по колонкам 3, 5, 9, 10, 11.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		20

Средневзвешенный $\text{tg } \phi^{\text{срв}}$ по цеху, 8 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$\text{tg}\phi^{\text{срв}} = \frac{Q_{\text{с}}^{\text{цех}}}{P_{\text{с}}^{\text{цех}}},$$

$$\text{tg}\phi^{\text{срв}} = \frac{837,46}{798,34} = 1,05.$$

Средневзвешенный коэффициент использования по цеху, $K_{\text{и}}^{\text{срв}}$, 6 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$K_{\text{и}}^{\text{срв}} = \frac{P_{\text{с}}^{\text{цех}}}{P_{\text{н}}^{\text{цех}}},$$

$$K_{\text{и}}^{\text{срв}} = \frac{798,34}{1931,65} = 0,41.$$

Эффективное число электроприемников цеха, $n_{\text{э}}^{\text{цех}}$, шт, 12 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$n_{\text{э}}^{\text{цех}} = \frac{\sum P_{\text{н}}^2}{\sum P_{\text{н}}^2 \cdot n},$$

$$n_{\text{э}}^{\text{цех}} = \frac{1931,65^2}{42336,47} = 88,13.$$

$K_{\text{ра}}$ согласно [4, табл.2] составляет 0,7.

На III уровне принимаем $K_{\text{ра}} = K_{\text{рр}} = 0,7$.

Расчетная активная мощность цеха, $P_{\text{расч}}^{\text{цех}}$, кВт, 15 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$P_{\text{расч}}^{\text{цех}} = P_{\text{с}}^{\text{цех}} \cdot K_{\text{ра}},$$

$$P_{\text{расч}}^{\text{цех}} = 798,34 \cdot 0,7 = 558,8 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность цеха, $Q_{\text{расч}}^{\text{цех}}$, квар, 16 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{цех}} = Q_{\text{с}}^{\text{цех}} \cdot K_{\text{рр}},$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{цех}} = 837,46 \cdot 0,7 = 586,22 \text{ квар.}$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		21

Полная расчетная мощность, $S_{\text{расч}}^{\text{цех}}$, кВА, 17 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}}^{\text{цех}} = \sqrt{(P_{\text{расч}}^{\text{цех}})^2 + (Q_{\text{расч}}^{\text{цех}})^2},$$

$$S_{\text{расч}}^{\text{цех}} = \sqrt{558,8^2 + 586,22^2} = 809,91 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток, $I_{\text{расч}}^{\text{цех}}$, А, 18 колонка строки «Итого по цеху», определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{цех}} = \frac{S_{\text{расч}}^{\text{цех}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{расч}}^{\text{цех}} = \frac{809,91}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1170,39 \text{ А.}$$

Для цеха определяется пиковый ток, наиболее мощный электроприемник – электропечь камерная.

$$I_{\text{пик}}^{\text{цех}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{расч}}^{\text{цех}},$$

$$I_{\text{пик}}^{\text{цех}} = 309,63 + 927,22 = 1236,85 \text{ А.}$$

Расчет осветительной нагрузки.

Расчетная активная мощность на освещение, $P_{\text{расч}}^{\text{осв}}$, Вт, определяется по формуле:

$$P_{\text{расч}}^{\text{осв}} = P_{\text{уд}}^{\text{осв}} \cdot K_{\text{с}}^{\text{осв}} \cdot S^{\text{цех}},$$

где $P_{\text{уд}}^{\text{осв}}$ – удельная мощность на освещение, в расчете принимается 0,015 Вт/м²;

$S^{\text{цех}}$ – мощность всех отделений, м²;

$K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса освещения, в расчете принимается 0.9, согласно [3, стр. 36].

$$P_{\text{расч}}^{\text{осв}} = 0,015 \cdot 0,9 \cdot 5820 = 78,57 \text{ Вт.}$$

Расчетная реактивная мощность на освещение, $Q_{\text{расч}}^{\text{осв}}$, вар, определяется по формуле:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осв}} = P_{\text{расч}}^{\text{осв}} \cdot \text{tg}\phi^{\text{осв}},$$

где $\text{tg}\phi^{\text{осв}}$ – в расчете принимается 0,3.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осв}} = 78,57 \cdot 0,3 = 23,57 \text{ вар.}$$

Суммируем столбцы 3, 5, 9, 10, 11 строк «Итого по цеху» и «Расчет освещения», результат записываем в строку «Итого с учетом освещения».

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается. Результаты заносятся в таблицу 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения представлен в п. 1.1. Особенность расчета электрических нагрузок на III уровне и выше заключается в том, что коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp} = K_{pa}$.

Расчетная осветительная нагрузка, $P_{p.o}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F, \quad (1.20)$$

где $K_{c.o}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки, согласно [3, стр. 36];

$P_{y.o}$ – удельная осветительная нагрузка, согласно [5, таблица 4.16], Вт/м²;

F – площадь поверхности пола цеха, м².

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

Таблицу заканчивает строка «Итого по предприятию», в которой записываются суммарные данные по всем электроприемникам.

Результаты расчетов по формулам (1.6) – (1.20) представлены в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам.

Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности цеха, R_i , м, определяется по формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{\pi m}}, \quad (1.21)$$

где $P_{p.i}$ – расчетная активная нагрузка соответствующего цеха, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		23

Таблица 1.2 – Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные										Расчетные данные						
Технологические данные				Справочные данные												
Наименование узла питания или группы электрооборудования	n, шт	Номинальная мощность, P _н , кВт		K _г	cosφ	tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	ΣP _{г.п}	I _г	K _{св}	K _{гп}	P _{расч} , кВт	Q _{расч} , квар	S _{расч} , кВА	I _{расч} , А
		P _{ном} , кВт	ΣP _{ном} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Заготовительное отделение:																
1 Ножницы гильотиновые	2	7,0	14,0	0,12	0,40	2,29	1,68	3,85	98,00							
2 Ножницы листовые	5	14,0	70,0	0,12	0,40	2,29	8,40	19,24	980,00							
3 Валылыгибочные	6	5,0	30,0	0,12	0,40	2,29	3,60	8,24	150,00							
4 Пресс-ножницы	8	2,2	17,6	0,12	0,40	2,29	2,11	4,84	38,72							
5 Пила дисковая	6	5,8	34,8	0,12	0,40	2,29	4,18	9,56	201,84							
6 Пресс кривошипный	3	4,5	13,5	0,12	0,40	2,29	1,62	3,71	60,75							
7 Пресс двухкровошипный	2	14,0	28,0	0,12	0,40	2,29	3,36	7,69	392,00							
8 Пресс кривошипный	5	20,0	100,0	0,12	0,40	2,29	12,00	27,48	2000,00							
9 Пресс фрикционный	5	10,0	50,0	0,12	0,40	2,29	6,00	13,74	500,00							
10 Машина для ксило-родной резки	6	0,6	3,6	0,12	0,40	2,29	0,43	0,99	2,16							
11 Радиально-сверильный станок	8	4,5	36,0	0,12	0,40	2,29	4,32	9,89	162,00							
12 Вентилятор	11	4,5	49,5	0,65	0,80	0,75	32,18	24,13	222,75							
13 Мостовой кран	3	27,0	81,0	0,15	0,50	1,73	12,15	21,02	2187,00							
Итого по силовой нагрузке по отделению:	70	0,6-27,0	528,0	0,17	0,44	1,68	92,03	154,38	6995,22	39,85	1,08	1,03	99,39	158,46	187,05	270,30
Расчет пикового тока отделения:																

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЭП с наибольшим пусковым током – мостовой кран. $P_{эл} = 27$ кВт, $K_{эл} = 5$; $\eta = 0,9$; $\cos\varphi = 0,5$																
Расчетная нагрузка без мостового крана.	67	0,6-20,0	447	0,18	0,43	1,67	79,88	133,36	4808,22	41,56	0,75	1,03	59,91	136,81	149,35	215,83
Итого по отделению:	$I_{эл} = I_{эл} + I_p = 434,08 + 215,83 = 649,91$ А															
Сборочно-сварочное отделение:																
Однофазная нагрузка (см. табл. 1.1)	24	3,65-10,5	117,45	0,31	0,42	2,16	89,55	193,42	692,83							
15 Сварочный трансформатор	3	35,0	105,00	0,40	0,50	1,73	42,00	72,66	3675,00							
18 Электронагреватель	6	10,0	60,00	0,60	1,00	0,00	36,00	0,00	600,00							
19 Радиально-сверильный станок	8	4,5	36,00	0,12	0,40	2,29	4,32	9,89	162,00							
20 Радиально-сверильный станок	4	2,2	8,80	0,14	0,50	1,73	1,23	2,13	19,36							
21 Обдирочно-шлифовальный станок	6	2,2	13,20	0,14	0,50	1,73	1,85	3,20	29,04							
22 Пресс гидравлический	3	6,0	18,00	0,14	0,50	1,73	2,52	4,36	108,00							
23 Пресс гидравлический	4	10,0	40,0	0,14	0,50	1,73	5,60	9,69	400,00							
24 Дроблеструйный станок	4	4,5	18,0	0,14	0,50	1,73	2,52	4,36	81,00							
25 Вентилятор	5	4,5	22,5	0,65	0,80	0,75	14,63	10,97	101,25							
26 Мостовой кран	2	6,1	12,2	0,15	0,50	1,73	1,83	3,17	74,42							
Площадь отделения: 1560 м ²																
Итого по силовой нагрузке по отделению:	69	2,2-35,0	451,15	0,45	0,47	1,55	202,05	313,84	5942,90	34,25	1,00	1,03	202,05	322,78	380,80	550,29

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Расчет пикового тока отделения.																
ЭПС наибольший пусковой ток — сварочный трансформатор: $P_{\text{свар}} = 35 \text{ кВт}$; $K_{\text{пуск}} = 3$; $\eta = 0,7$; $\cos\phi = 0,5$	$I_{\text{пуск}} = (K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{свар}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{элл}} \cdot \eta \cdot \cos\phi) = (3 \cdot 35) / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,7 \cdot 0,5) = 433,52 \text{ А}$															
Расчетная нагрузка без сварочного трансформатора.	66	22-10,5	346,15	0,46	0,47	1,51	160,05	241,18	2267,90	52,83	0,70	1,02	112,03	246,71	270,96	391,56
Итого по отделению:	$I_{\text{элл}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{р}} = 433,52 + 391,56 = 825,08 \text{ А}$															
Кузнечно-котельное отделение:																
Однофазная нагрузка (см. табл. 1.1)	26	32-33,0	295	0,45	0,64	1,21	132,68	152,19	7234,00							
28 Молот пневматический	4	26,5	106,00	0,24	0,65	1,17	25,44	29,76	2809,00							
29 Эксплуатационный пресс	4	4,5	18,00	0,24	0,65	1,17	4,32	0,00	81,00							
31 Точило обдирное	6	3,2	19,20	0,12	0,40	2,29	2,30	5,28	61,00							
34 Электропечь камерная	7	45,0	315,00	0,75	0,90	0,48	236,25	113,40	14175,00							
35 Электропечь высокового выпуска	4	24,0	96,00	0,75	0,90	0,48	72,00	36,56	2304,00							
36 Мостовой кран	2	36,0	72,00	0,15	0,50	1,73	10,80	18,68	2592,00							
37 Вентилятор	7	4,5	31,50	0,65	0,80	0,75	20,48	15,36	142,00							
Площадь отделения: 2080 м ²																
Итого по силовой нагрузке по отделению:	60	22-45,0	292,50	0,53	0,49	0,73	504,27	369,23	29398,35	30,86	0,80	1,03	403,41	380,31	554,42	801,18
Расчет пикового тока отделения.																

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЭПС наибольший пусковой ток — электропечь камерная: $P_{эл} = 45 \text{ Вт}$; $K_{эл} = 3$; $\eta = 0.7$; $\cos\phi = 0.9$																
Расчетная нагрузка без электропечи камерной	53	2,2-36,0	637,50	0,42	0,45	0,95	268,02	255,83	15223,35	26,70	0,75	1,03	201,01	264,08	331,08	479,60
Итого по отделению:			$I_{эл} = (K_{эл} \cdot P_{эл}) / (\sqrt{3} \cdot U_{эл} \cdot \eta \cdot \cos\phi) = (3 \cdot 45) / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,7 \cdot 0,9) = 309,63 \text{ А}$													
Итого по отделению:			$I_{эл} = I_{эл} + I_p = 309,63 + 479,60 = 789,23 \text{ А}$													
Заготовительное отделение:	70	0,6-27,0	528,00	0,17	0,44	1,68	92,03	154,38	6995,22							
Сборочно-сварочное отделение:	69	2,2-35,0	451,15	0,45	0,47	1,55	202,05	313,84	5942,90							
Кузнечно-котельное отделение	60	2,2-45,0	952,50	0,53	0,49	0,73	504,27	369,23	29398,35							
Итого по цеху:	199	0,6-45,0	1931,65	0,41	0,71	1,05	798,34	837,46	42336,47	88,13	0,70	0,70	558,80	586,22	809,91	1170,39
Расчет пикового тока цеха:																
Расчетная нагрузка без электропечи:	192	0,6-36,0	1616,65	0,35	0,63	1,29	562,09	724,06	28161,47	92,81	0,70	0,70	393,46	506,84	641,64	927,22
Итого по цеху:			$I_{эл} = I_{эл} + I_p = 309,63 + 927,22 = 1236,85 \text{ А}$													
Расчет освещения: $S_{эл} = 5820 \text{ м}^2$							78,57	17,00								
Итого с учетом освещения:	199	0,6-45,0	1931,65	0,45	0,73	0,97	876,91	854,46	42336,47	88,00	0,70	0,70	613,83	598,12	857,05	1238,52

Таблица 1.3 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	Р _н , кВт	Р _{вз} , кВт	п _э	К _к	cosφ	tgφ	Р _с , кВт	Q _с , кВАР	К _{св}	Р _д , кВт	F _н , м ²	F _в , Вт/м ²	теплоты	К _{с.о}	Р _{д.о} , кВт	Q _{д.о} , кВАР	Р _{дт.Р.о.} , кВт	Q _{дт.Р.о.} , кВАР	S, кВА	
Нагрузка 0,4 кВ																				
1 Административно-бытовой корпус	270	3,18	85	0,35	0,75	0,88	94,5	83,0	1,00	95	6678	20	0,3	0,85	114	34	208	83	224	
2 ЦЭЛ	2800	48,28	58	0,35	0,60	1,33	980,0	1303,4	0,70	686	6678	20	0,3	0,75	100	30	786	1303	1522	
5 Штамповочно-механический цех	8550	70,66	121	0,30	0,65	1,17	2565,0	3001,1	0,70	1796	8190	16	0,3	0,90	118	35	1913	3001	3539	
7 Корпус вспомогательных цехов	7260	30,25	240	0,40	0,78	0,80	2904,0	2323,2	0,70	2033	8190	17	0,3	0,90	125	38	2158	2323	3171	
9 Тарный цех	195	9,75	20	0,40	0,85	0,62	78,0	48,4	1,00	78	5088	13	0,3	0,90	60	18	135	48	146	
10 Транспортный цех	380	22,35	17	0,25	0,85	0,62	95,0	58,9	1,11	105	9010	13	0,3	0,80	94	28	199	59	207	
12 Склад	410	3,73	110	0,20	0,65	1,17	82,0	95,9	1,00	82	32640	18	0,3	0,90	529	159	611	96	618	
13 Компрессорная	1490	87,65	17	0,50	0,70	1,02	745,0	757,7	0,85	633	3922	15	0,3	0,80	47	14	680	758	1018	
14 РМЦ	1932	21,92	88	0,41	0,73	0,97	798,3	837,5	0,76	670	5820	19	0,3	0,90	100	30	706	778	1051	
3 Литейный цех	4650	98,94	47	0,60	0,85	0,62	2790,0	1729,8	0,85	2372	8820	19	0,3	0,90	151	45	2522	1730	3038	
4 Прессово-кузовной цех	7800	26,00	300	0,60	0,70	1,02	4680,0	4759,6	0,80	3744	11340	13	0,3	0,90	133	40	3877	4760	6139	
6 Механо-сборочный цех	5220	41,76	125	0,65	0,80	0,75	3393,0	2544,8	0,80	2714	8190	16	0,3	0,90	118	35	2832	2545	3808	
8 Покрысочный цех	1670	92,78	18	0,75	0,90	0,48	1252,5	601,2	0,90	1127	4400	18	0,3	0,90	71	21	1199	601	1341	
11 Цех по ремонту оборудования	3250	25,79	126	0,70	0,80	0,75	2275,0	1706,3	0,80	1820	3870	18	0,3	0,80	56	17	1876	1706	2536	
Освещение территории	-	-	-	-	0,95	0,33	-	-	-	-	517855	1	-	1,00	518	544	518	544	751	
Итого по нагрузке 0,4 кВ	45877	-	-	0,49	0,75	0,87	22732	19851	-	17891	-	-	-	-	2332	1088	20223	20335	29149	
Нагрузка 10 кВ																				
3 Литейный цех (ДСП)	21000	2100	10	0,45	0,75	0,88	9450	8316	1,00	9450	-	-	-	-	-	-	9450	8316	12588	
4 Прессово-кузовной цех (ИУ)	12800	1600	8	0,35	0,75	0,88	4480	3942,4	1,00	4480	-	-	-	-	-	-	4480	3942	5968	
5 Штамповочно-механический цех (ИУ)	3780	630	6	0,30	0,80	0,75	1134	851	1,00	1134	-	-	-	-	-	-	1134	851	1418	
13 Компрессорная (С-Д)	7500	1250	6	0,85	0,80	-0,75	6375	-4781	1,00	6375	-	-	-	-	-	-	6375	-4781	7969	
Итого по нагрузке 10 кВ	90957	2100	30	0,48	0,77	0,39	21439	8328	1,00	21439	-	-	-	-	-	-	21439	8328	23000	
Итого по предприятию	90957	3,18- 2100	1384	0,49	0,84	0,64	44171	28178	-	39330	-	-	-	-	2332	1088	41662	28663	48666	

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

28

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi R_{min}^2}; \quad (1.22)$$

$$m = \frac{155,62}{\pi \cdot 3^2} = 5,5 \text{ кВт} / \text{мм}^2.$$

Углы секторов цеха, α_i , град, определяется по формуле:

$$\alpha_{ин} = 360 \cdot \frac{P_{p.н.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{ив} = 360 \cdot \frac{P_{p.в.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.24)$$

$$\alpha_{io} = 360 \cdot \frac{P_{p.o.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.25)$$

где $P_{p.н.i}$, $P_{p.в.i}$, $P_{p.o.i}$ – расчетные активные нагрузки соответственно электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

При выборе величины масштаба и построении картограммы стремились, чтобы величина самого большого радиуса на чертеже не превышала 5...10 см.

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

$$X_0 = \frac{\sum P_{p.i} \cdot X_i}{\sum P_{p.i}}, \quad (1.26)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{p.i} \cdot Y_i}{\sum P_{p.i}}, \quad (1.27)$$

где X_i , Y_i – координаты центра i -го центра на плане предприятия, м.

Расчет по формулам (1.21) – (1.27) представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p.i}$, кВт	$P_{пi}$, кВт	P_{oi} , кВт	P_{vi} , кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , м	$\alpha_{ин}$, град	α_{io} , град	$\alpha_{ив}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Административно-бытовой корпус	208	95	114	0	76	63	3	164	196	-
2 ЦЗЛ	786	686	100	0	223	63	8	314	46	-
3 Литейный цех	11 972	2372	151	9450	660	400	23	71	5	284

Окончание таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4 Прессово-кузовной цех	8357	3744	133	4480	482	400	19	161	6	193
5 Штамповочно-механический цех	3047	1796	118	1134	300	400	12	212	14	134
6 Механосборочный цех	2832	2714	118	0	305	274	11	345	15	-
7 Корпус вспомогательных цехов	2158	2033	125	0	449	274	10	339	21	-
8 Покрасочный цех	1199	1127	71	0	607	277	7	339	21	-
9 Тарный цех	138	78	60	0	739	277	2	204	156	-
10 Транспортный цех	199	105	94	0	700	185	3	190	170	-
11 Цех по ремонту оборудования	1876	1820	56	0	551	185	9	349	11	-
12 Склад	611	82	529	0	624	79	5	48	312	-
13 Компрессорная	7055	633	47	6375	327	185	18	32	2	325
14 РМЦ	706	607	100	0	436	185	6	309	51	-
Итого:	40 438	17 284	1714	21439	491	322	-	-	-	-

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

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции (далее 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: $X_{ГПП} = 147$ м; $Y_{ГПП} = 97$ м.

Выводы по разделу1

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 ГПП предприятия.

2 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ (в гофробаке) [6], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [6]:

1) применяются в условиях наружной или внутренней установки холодного климата (от плюс 40 до минус 60 °С);

2) у новой серии герметичных трансформаторов значительно снижен уровень звуковой мощности, что было достигнуто за счет внедрения нового стыка StepLap, а также за счет новой конфигурации прессующей системы ярма магнитопровода;

3) масло в трансформаторах ТМГ не имеет контакта с окружающей средой, что значительно улучшает условия его работы, исключает его увлажнение, окисление и шламообразование. Благодаря этому, а также дегазации, масло в герметичном трансформаторе практически не меняет своих свойств в течение всего срока эксплуатации. Трансформаторы типа ТМГ не нуждаются в профилактических работах и ремонте;

4) трансформаторы типа ТМГ герметичного исполнения, без маслорасширителей. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофробака за счет пластинчатой его деформации.

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

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

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{э.т}$ цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха, σ , получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Связь между мощностью отдельного трансформатора и плотностью электрической нагрузки, согласно [7, табл. 4.3]

Плотность электрической нагрузки цеха, σ , кВА/м ²	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
Экономически целесообразная мощность одного трансформатора $S_{э.т}$, кВА	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха, σ , кВА/м², определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{цех}}}. \quad (2.1)$$

Количество трансформаторов всех подстанций цеха, N_0 , шт, определяется по формуле:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot S_{н.т}}, \quad (2.2)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;
 $K_{з.д}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;
 $S_{н.т}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА.

Величина $K_{з.д}$ должна принимается равной, согласно [8, стр.25]:
0,95 – для одиночных трансформаторов без резервирования;
0,8 – при взаимном резервировании двух трансформаторов.

При расчете принимается ближайшее большее число трансформаторов.

При установке в цехе двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность трансформатора, $S_{т.н}$, кВА, определяется из условия:

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.цех}}{N_T \cdot K_{з.д}}, \quad (2.3)$$

где N_T – число трансформаторов в цехе, шт.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условий допустимой нагрузки, Q_{1p} , квар, определяется по формуле:

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

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

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

Из анализа выражения (2.5) вытекают следующие выводы:

1) если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха Q_p , 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 ;

2) в том случае, когда мощность Q_{1p} оказывается меньше нагрузки Q_p трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низшего напряжения данной ТП. Мощность этих конденсаторов, Q_k , квар, определяется по формуле:

$$Q_k = Q_p - Q_{1p} \quad (2.6)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{n_i \cdot S_{н.т}}, \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{S_{р.т}}{(n_i - 1) \cdot S_{н.т}}, \quad (2.8)$$

где $S_{р.т}$ – полная расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор ТП (при условии равномерной нагрузки всех трансформаторов ТП).

Рассмотрим подробно корпус вспомогательных цехов (ТП–13, ТП–14).

Цеху присвоена 2 категория по надежности электроснабжения, т.о. необходима установка 2 двухтрансформаторных подстанций.

Номинальная мощность трансформатора определяется из условия (2.3):

$$S_{т.н} \geq \frac{3170,91}{2 \cdot 0,8} = 990,91 \text{ кВА}.$$

Принимаем единичную мощность трансформатора 1000 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения определяется по формуле (2.4):

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1079,05^2} = 1181,37 \text{ квар}$$

Т. к. $Q_{1p} > Q_p$

$$1181,37 \text{ квар} > 1161,60 \text{ квар}.$$

Нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Коэффициенты загрузки:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1079,05^2 + 1161,60^2}}{2 \cdot 1000} = 0,79;$$

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1079,05^2 + 1161,60^2}}{1000} = 1,59.$$

В связи с тем, что коэффициент загрузки в послеаварийном режиме превышает нормативное значение, составляющее 1.4, часть потребителей 3 категории по надежности электроснабжения отключаются от электроснабжения на время устранения аварии, но не более 1 суток.

Выбор остальных ТП аналогичен.

Питание потребителей 0,4 кВ чаще всего осуществляется через ТП, но порой, экономически более выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с подпиткой его от сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки РПН определяется условием:

$$S_{р.ц} \cdot L \leq 15\,000, \quad (2.9)$$

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

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

Проверка соотношения (2.9) при установке РПН представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Обоснование установки РПН

Номер цеховой ТП	Номер РПН	Результат выражения (2.9), кВА·м
1	1	9604,24
3	2	6015,43
4	3	14 875,32

По заданию в литейном цехе установлены 10 ДСП мощностью 2100 кВт, согласно [9] выбираем печь ДС – 5МТ с электропечным трансформатором типа ЭТМПК – 4200/10 [10, табл.4-11].

Результаты расчетов по формулам (2.1) – (2.8) представлены таблице 2.3.

Выводы по разделу 2

На основании расчетов в данном разделе выбраны трансформаторные подстанции, а также электропечные трансформаторы для ДСП. Выбрано 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 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

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

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого прежде всего следует найти величину (величины) рационального напряжения, которую можно оценить приближенно по формуле Стилла [7, п.4.6]:

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

где L – длина питающей ГПП линии, км;

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

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_p^{(3)} + \sum_{i=1}^M K_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_T \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осв}}, \quad (3.2)$$

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

$\sum P_p^{(3)}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum K_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}$ – суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum \Delta P_T$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum P_{\text{р.осв}}$ – 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 средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{иа}}$ и приводится в [4, табл.3].

Число присоединений $n = m + M = 10 + 30 = 40$ шт.;

$K_{\text{иа}} = 0,49$;

$K_{\text{ом}} = 0,8$.

По формуле (3.2) определяем расчетную активную нагрузку:

										Лист
										36
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ					

$$P_{p.п} = 0,8 \cdot (20\ 223 + 21\ 439 + 289,88) + 518 = 34\ 079,5 \text{ кВт.}$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

По формуле (3.1) определяем рациональное напряжение:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{13,5 + 0,016 \cdot 34\,079,5} = 102,6 \text{ кВ.}$$

Выбираем напряжение внешнего электроснабжения 110 кВ.

3.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

Полная расчетная мощность предприятия, $S_{\text{р.п}}$, кВА, определяется по формуле:

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

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

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП выбирается как наименьшая из рассматриваемых:

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

$$Q''_{\text{эс}} = Q_{\text{р.п}} - \frac{0,7}{K_{\text{н.р}}} Q_{\text{сд.м}}, \quad (3.4)$$

где $\text{tg}\phi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\text{tg}\phi$ для данного уровня напряжении, согласно [11];
 $K_{\text{н.р}} = 0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{\text{эс}} = 34\,079,5 \cdot 0,5 = 17\,039,75 \text{ квар.}$$

Расчетная реактивная мощность предприятия, $Q_{\text{р.п}}$, квар, определяется по формуле:

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m Q_{\text{р}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M K_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\phi + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{т}} \right] + \sum_{i=1}^n Q_{\text{р.осв}},$$

$$Q_{\text{р.п}} = 0,8 \cdot (20\,335 + 8328 + 2122,07) + 544 = 25\,172,06 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД, $Q_{\text{сд.м}}$, квар, определяется по формуле:

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

где $\alpha_{\text{м}} = 0,45$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{сд.м}} = 0,45 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{1250^2 + 600^2} = 4871 \text{ квар.}$$

По формуле (3.4) определяем экономически целесообразную реактивную мощность:

$$Q''_{эс} = 25172,06 - \frac{0,7}{0,85} 4871 = 21609,95 \text{ квар.}$$

Принимаем:

$$Q'_{эс} = 34\,079,5 \cdot 0,5 = 17\,039,75 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый энергосистемой предприятию, $\text{tg}\phi_э$, определяется по формуле:

$$\text{tg}\phi_э = Q_{эс} / P_{р.п.},$$

$$\text{tg}\phi_э = 17\,039,75 / 34\,079,5 = 0,5.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, $\Delta Q_{т.ГПП}$, квар, определяются по формуле:

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

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{34\,079,5^2 + 17\,039,75^2} = 2667,14 \text{ квар.}$$

По формуле (3.3) определяем полную расчетную мощность предприятия:

$$S_{р.п.} = \sqrt{34\,079,5^2 + (17\,039,75 - 2667,14)^2} = 36\,986,27 \text{ кВА.}$$

На ГПП устанавливаются 2 силовых трансформатора. Это обеспечивает необходимую надежность питания. Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

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

где n – число трансформаторов, шт;

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

$$S_{т.ном} \geq \frac{36986,27}{2 \cdot 0,7} = 26418,76 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформатор типа ТРДН – 32 000/110/10/10 согласно [12], технические характеристики которого представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформатора

$S_{т.}$ МВА	$U_{вн.}$, кВ	$U_{нн.}$, кВ	$\Delta P_{кз.}$, кВт	$\Delta P_{хх.}$, кВт	$U_{кз.}$, %	$I_{хх.}$, %
32	110	10/10	245	50	ВН-НН-10,5; ВН-НН ₁ (НН ₂)-20,0 НН ₁ -НН ₂ 30,0	0,5

В связи с тем, что от ГПП питаются дуговые печи ДСП, требуется проверить трансформатор на электродинамическую стойкость к эксплуатационным токам КЗ. Для этого определяем недостающие параметры печи.

Полная мощность печи, $S_{п.ном}$, кВ·А, определяется по формуле:

$$S_{п.ном} = \frac{P_{ном}}{\cos\varphi},$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность печи, кВт
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности печи.

$$S_{п.ном} = \frac{2100}{0,75} = 2800 \text{ кВА.}$$

Данная печь запитана от печного трансформатора ЭТМПК – 4200/10с номинальным током 173 А на стороне высшего напряжения [10, табл. 4-11]. Кратность тока эксплуатационного короткого замыкания для 6-ти тонных ДСП составляет 3 – 3,5 по отношению к номинальному току [10, с. 225].

Ток трехфазного эксплуатационного короткого замыкания, $I_{к.з.э}^{(3)}$, А, определяется по формуле:

$$I_{к.з.э}^{(3)} = 3 \cdot I_{ном.т},$$

$$I_{к.з.э}^{(3)} = 3 \cdot 173 = 519 \text{ А.}$$

Проверку по электродинамической стойкости следует проводить для наиболее тяжелого режима работы трансформатора, таким режимом является состояние системы электроснабжения, когда один из трансформаторов отключен, и вся мощность нагрузки протекает через один трансформатор. Необходимо проверить как обмотку низшего напряжения, к которой подключена беспокойная нагрузка, так и обмотку высшего напряжения.

В обозначенном выше режиме работы на одну секцию шин совместно с ДСП, работающей в режиме расплава, будет подключена ДСП, работающая в режиме рафинирования, и индукционные установки.

Ток, потребляемый спокойной нагрузкой, $I_{р.с.н}$, А, определяется по формуле:

$$I_{р.с.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (3.5)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка, кВт;
 Q_p – расчетная реактивная нагрузка, квар.

Для ДСП, работающей в режиме спокойной нагрузки:

$$I_{р.дсп} = \frac{\sqrt{2100^2 + 1852^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,85 \text{ А.}$$

Суммарный ток спокойной нагрузки, $I_{\text{спок}}$, А, определяется по формуле:

$$I_{\text{спок}} = K_{\text{о.м}} \cdot I_{\text{р.дсп}}, \quad (3.6)$$

где $K_{\text{о.м}}$ – коэффициент одновременности максимума, согласно [4, табл. 3].

$$I_{\text{спок}} = 0,9 \cdot 161,85 = 145,67 \text{ А.}$$

Согласно [13, табл.9], при числе ударных толчков тока более 10-ти тысяч в сутки, кратность действующего значения тока к номинальному не должна превышать 1,1 для трансформаторов мощностью свыше 25 МВ·А.

Мощность трансформатора, кВ·А, из условия выполнения требований [13]:

$$S_{\text{т.гпп}} \geq \frac{2(I_{\text{к.з.э}}^{(3)} + I_{\text{спок}}) \sqrt{3} U_{\text{ном}}}{1,1},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора на стороне НН, кВ.

$$S_{\text{т.гпп}} \geq \frac{2 \cdot (519 + 145,67) \cdot \sqrt{3} \cdot 10}{1,1} = 20906,74 \text{ кВА.}$$

Для проверки обмотки высшего напряжения необходимо вычислить ток, потребляемый всей спокойной нагрузкой, приведенный к стороне высшего напряжения.

По формуле (3.5) для низковольтной нагрузки:

$$I_{\text{р.нн}}^{\text{вн}} = \frac{\sqrt{20223^2 + 20335^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120,7 \text{ А.}$$

Ток, потребляемый синхронными двигателями:

$$I_{\text{р.сд}}^{\text{вн}} = \frac{\sqrt{1250^2 + 937,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 8,21 \text{ А.}$$

Значения токов, вычисленные для обмотки низшего напряжения необходимо привести к стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{р}}^{\text{вн}} = \frac{I_{\text{р}}^{\text{нн}}}{K_{\text{т}}},$$

где $K_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации, принимается 11 из соотношения $U_1 / U_2 = 110 / 10$.

Ток трехфазного эксплуатационного короткого замыкания, приведенный к стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{к.з.э}}^{(3)\text{вн}} = \frac{519}{11} = 47,18 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

Для печи, работающей в режиме рафинирования:

$$I_{р.дсп}^{ВН} = \frac{161,85}{11} = 14,71 \text{ А.}$$

Ток, потребляемый всей спокойной нагрузкой, вычисляется по формуле (3.6):

$$I_{спок}^{ВН} = 0,9 \cdot (120,7 + 8,21 + 14,71) = 136,26 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора, А:

$$I_{т.ном}^{ВН} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 168,16 \text{ А.}$$

Определим кратность действующего значения пикового тока к номинальному току трансформатора и сравним с допустимой:

$$\frac{I_{к.з.э}^{(3)ВН} + I_{спок}^{ВН}}{I_{т.ном}^{ВН}} \leq 1,1;$$
$$\frac{47,18 + 136,26}{168,16} = 1,09.$$

Кратность значения тока не превышает допустимое значение, соответственно установка более мощного трансформатора не требуется.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, $K_{з.н}$, определяется по формуле:

$$K_{з.н} = \frac{S_{р.п}}{n \cdot S_{н.т}},$$

$$K_{з.н} = \frac{36986,27}{2 \cdot 32000} = 0,58.$$

Выводы по разделу 3

В разделе определи рациональное напряжение питания предприятия, тип и номинальную мощность трансформаторов, устанавливаемых на ГПП предприятия. Выявилось, что наиболее рациональным напряжением для схемы внешнего электроснабжения является 110 кВ.

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.

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 4.1.

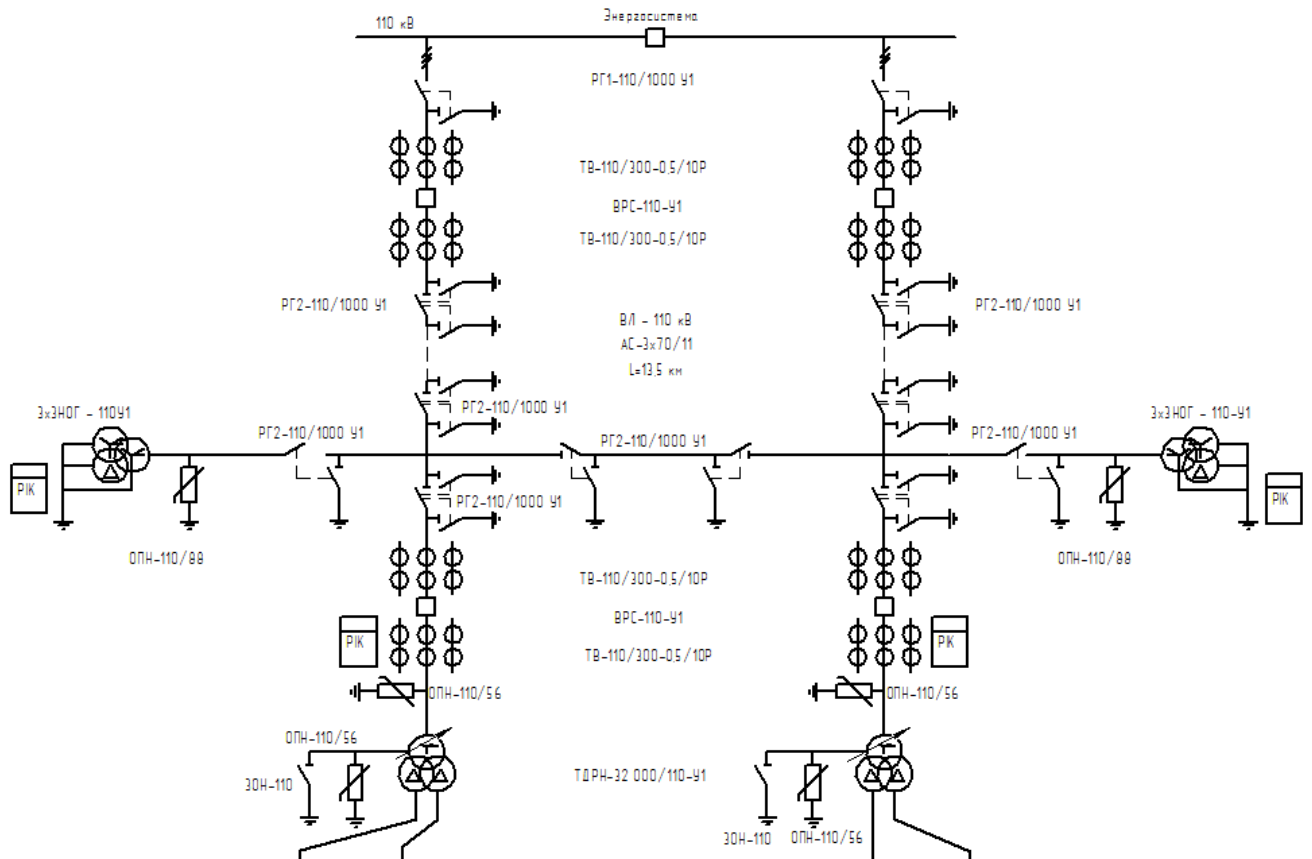


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах

Потери активной мощности в трансформаторах, ΔP_T , кВт, определяются по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{К.Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}),$$

где n – число трансформаторов ГПП, шт;

ΔP_{XX} – потери холостого хода, кВт;

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

$$\Delta P_T = 2 \cdot (50 + 0,74^2 \cdot 245) = 368,32 \text{ кВт.}$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

43

Потери активной мощности в трансформаторах, ΔQ_T , квар, определяются по формуле:

$$\Delta Q_T = n \cdot \left[\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{н.т} + K_{3.н}^2 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot S_{н.т} \right],$$

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

U_K – напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left[\frac{0,5}{100} \cdot 32000 + 0,74^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 32000 \right] = 3124,9 \text{ квар.}$$

Потери энергии, ΔA_T , (МВт·ч)/год, определяются по формуле:

$$\Delta A_T = n \cdot \left[\Delta P_{xx} \cdot 8760 + K_{3.н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau \right], \quad (4.1)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, ч/год.

$$\tau = \left[0,124 + \frac{T_M}{10000} \right]^2 \cdot 8760,$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, согласно [3, таблица 2.3], ч/год.

$$\tau = \left[0,124 + \frac{4960}{10000} \right]^2 \cdot 8760 = 3367,34 \text{ ч / год.}$$

По формуле (4.1) определяем потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = 2 \cdot \left[50 \cdot 8760 + 0,74^2 \cdot 245 \cdot 3367,34 \right] = 1779,54 \text{ (МВт·ч) / год.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{ном}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	T_M , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , (МВт·ч)/год
110	368,32	3124,9	4960	3367,34	1779,54

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии, $S_{р.л}$, кВА, определяется по формуле:

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

$$S_{р.л} = \sqrt{(34079,5 + 368,32)^2 + 17039,75^2} = 38418,64 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии, $I_{р.л}$, А, определяется по формуле:

$$I_{р.л} = S_{р.л} / (\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном});$$

$$I_{р.л} = 36\,986,27 / (\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110) = 100,82 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме, в случае питания всей нагрузки по одной цепи), $I_{п}$, А, определяется по формуле:

$$I_{п} = 2 \cdot I_{р.л}$$

$$I_{п} = 2 \cdot 100,82 = 201,64 \text{ А}$$

Сечение проводов по экономической плотности тока, $F_э$, мм², определяется по формуле:

$$F_э = I_{р.л} / j_э,$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, согласно [14, табл.1.3.36].

$$F_э = 100,82 / 1,1 = 91,7 \text{ мм}^2.$$

Принимается стандартное меньшее сечение провода.

Согласно [14, таблица 1.3.29] выбираем неизолированный провод типа АС – 3х70 / 11.

Потери активной энергии в проводах линии за год, $\Delta A_{л}$, (МВт·ч)/год, определяются по формуле:

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

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

L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 100,82^2 \cdot 0,2 \cdot 13,5 \cdot 3367,34) = 554,5 \text{ (МВт·ч)/год.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{ном}$, кВ	$S_{р.л}$, кВА	$I_{р.л}$, А	$I_{п}$, А	$F_э$, мм ²	$F_{ст}$, мм ²	$I_{дл}$, А	r_0 , Ом/км	L , км	$\Delta A_{л}$, (МВт·ч)/ год
110	38 418,64	100,82	201,64	91,7	70	265	0,42	13,5	554,5

4.3 Расчет токов короткого замыкания

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

Определим параметры схемы замещения.

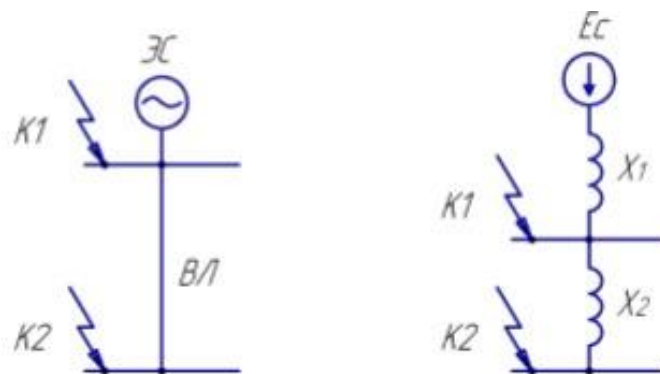


Рисунок 4.2 – Схема расчета для токов короткого замыкания

Сопротивление системы, X_1 , о.е., определяется по формуле:

$$X_1 = X_c = S_6 / S_k,$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА, согласно задания.

$$X_1 = X_c = 1000 / 2400 = 0,417.$$

Ток короткого замыкания в точке К1, $I_{к1}$, кА, определяется по формуле:

$$I_{к1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot X_1},$$

$$I_{к1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,417} = 12,04 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1, $i_{уд.1}$, кА, определяется по формуле:

$$i_{уд.1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \cdot I_{к1},$$

где $K_{уд1}$ – ударный коэффициент, согласно [15, таблица 8.5].

$$i_{уд.1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,04 = 30,64 \text{ кА}.$$

Сопротивление воздушной линии, X_2 , о.е., определяется по формуле:

$$X_2 = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2},$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, согласно [15, таблица 8.2].

$$X_2 = \frac{0,4 \cdot 13,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,45.$$

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

46

Ток короткого замыкания в точке К₂ I_{к2}, кА, определяется по формуле:

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (X_1 + X_2)},$$

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,417 + 0,45)} = 5,79 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2, i_{уд.2}, кА, определяется по формуле:

$$i_{уд.2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд1} \cdot I_{к2},$$

$$i_{уд.2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,79 = 14,7 \text{ кА}.$$

Результаты расчета представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

U _{ном} , кВ	S _б , МВА	U _б , кВ	S _к , МВА	X ₁ , о.е.	X ₂ , о.е.	I _{к1} , кА	I _{к2} , кА	i _{уд.1} , кА	i _{уд.2} , кА
110	1000	115	2400	0,417	0,45	12,04	5,79	30,64	14,7

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели [16] выбираются по условиям:

– по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном.}; \quad (4.2)$$

– по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{мах}, \quad (4.3)$$

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

$$I_{мах} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}}; \quad (4.4)$$

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

$$I_{п.т} \geq I_{откл.ном.}; \quad (4.5)$$

– электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв} = I_{дин}, \quad (4.6)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}, \quad (4.7)$$

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

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}. \quad (4.8)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ, $i_{a,\tau}$, кА, определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (4.9)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 $T_a = 0,05$ с, постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, согласно [17, стр.119].

Расчетное время, τ , с, определяется по формуле:

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в}, \quad (4.10)$$

где $t_{р.з.мин} = 0,01$, минимальное время действия релейной защиты, с;
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, согласно [16].

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.н}, \quad (4.11)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.12)$$

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

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.13)$$

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

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в}, \quad (4.14)$$

где $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты трансформатора, с;
 $t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя, с.

Параметры выключателей, рассчитанные по формулам (4.2) – (4.13) представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условие	Расчет	Каталог [16]ВРС-110
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 235,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п,т} \geq I_{откл.ном}$	$I_{п,т} = 12,04 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ А}$
$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$	$i_{а,т} = 3,8 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 17,82 \text{ кА}$
$I_{п,0} < I_{пр.скв}$	$I_{п,0} = 12,04 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 30,64 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 81 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 18,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители выбираются по условиям [18]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.15)$$

- по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{мах}; \quad (4.16)$$

- электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв} = I_{дин}; \quad (4.17)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв} = i_{дин}; \quad (4.18)$$

- по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.19)$$

Сравнение расчетных величин, определенных по формулам (4.15) – (4.19), и каталожных данных разъединителей представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условие	Расчет	Каталог [18] РГ-110/1000
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 235,14 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 30,64 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 18,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП предприятия принимаем решение, установить приборы учета на стороне высшего напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформатора тока и трансформатора напряжения.

Для защиты оборудования ГПП предприятия от перенапряжений выбираем согласно [19] следующие ограничители перенапряжения ОПН-П1-110/88.

Выбор трансформатора напряжения

Выбор трансформатора напряжения согласно [20] представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформатора напряжения

Прибор и место его установки	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность		
							P ₂ , Вт	Q ₂ , вар	
110 кВ									
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,00	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,00	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ 03.ТМ	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}						

Выводы по разделу 4

В данном разделе произведен расчет потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП, расчет ЛЭП, расчет токов короткого замыкания, а также выбрана коммутационная и измерительная аппаратура.

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

5.1 Определение рационального напряжения внутризаводского электроснабжения

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.

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 распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10 кВ

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин, подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [21, п.6.3.3].

Индукционные установки и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [21, п.6.3.13.3].

Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [21, п.6.3.13.4].

Для снижения провала напряжения при пуске двигателей – применяем 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 [21, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [21, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

5.3 Сравнение магистральной и радиальной схем внутреннего электроснабжения

Для выявления наиболее рациональной схемы внутреннего электроснабжения с экономической точки зрения приведем сравнение магистральной и радиальной схем электроснабжения.

В качестве примера возьмем электроснабжение ТП-7 и ТП-8, которые запитаны по магистральной схеме. Схема представлена на рисунке 5.1.

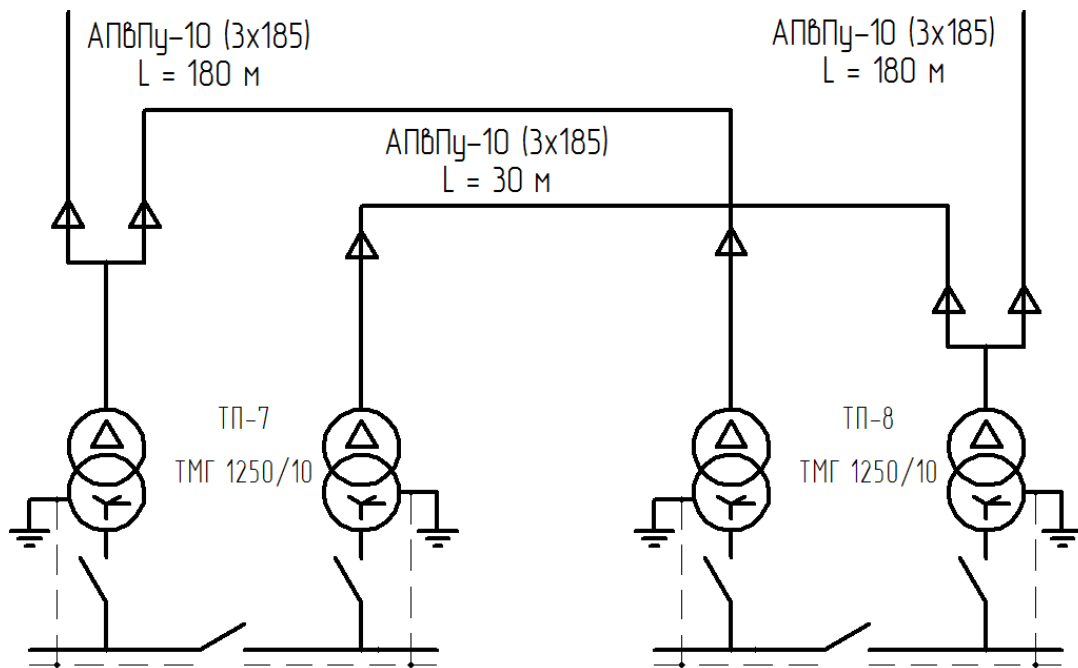


Рисунок 5.1 – Схема электроснабжения ТП-7 и ТП-8

Для питания по магистральной схеме длина кабеля от ГПП до ТП составляет 420 м.

Для питания по радиальной схеме потребовалось бы протянуть к каждой ТП 2 кабельные линии (итого четыре), суммарная длина – 720 м.

Годовые приведенные затраты, Z , тыс.руб./год, определяются по формуле:

$$Z = \sum E_1 \cdot K_i + C_3, \quad (5.1)$$

где E_1 – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_n=0,12$, отчислений на амортизацию и расходов на обслуживание, согласно [5, табл.2-1], %;

K_i – сумма капитальных затрат группы одинаковых электроприемников, т.руб.;

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб/(кВт·ч).

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

53

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

$$C_3 = \Delta A_{\text{л}} \cdot C_0', \quad (5.2)$$

где $\Delta A_{\text{л}}$ – потери активной энергии в кабельных линиях за год, (МВт·ч)/год;
 C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/(кВт·ч).

$$\Delta A_{\text{л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (5.3)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, согласно [2, табл.3.5], Ом/км;
 L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км;
 $I_{\text{р.л}}$ – расчетный ток кабельной линии, А.

$$I_{\text{р.к}} = \frac{S_{\text{р.к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{р.к}}^{\text{магистр}} = \frac{1989,81 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4} = 115 \text{ А},$$

$$I_{\text{р.к}}^{\text{радиал}} = \frac{994,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4} = 57,5 \text{ А}.$$

По формуле (5.3) определяем потери активной энергии в кабельной линии:

$$\Delta A_{\text{л}}^{\text{магистр}} = 2 \cdot (3 \cdot 115^2 \cdot 0,167 \cdot 0,42 \cdot 3367,34) = 18,74 \text{ (МВт·ч)/год};$$

$$\Delta A_{\text{л}}^{\text{радиал}} = 4 \cdot (3 \cdot 57,5^2 \cdot 0,167 \cdot 0,72 \cdot 3367,34) = 16,06 \text{ (МВт·ч)/год}.$$

$$C_0' = \delta \cdot \left[\frac{\alpha \cdot K_{\text{м}}}{\tau} + \beta \right],$$

где δ – поправочный коэффициент, согласно [7, стр.47];

α – основная ставка тарифа, руб/(кВт·мес), согласно [22, 23];

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч), согласно [22, 23];

$K_{\text{м}} = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_{\text{м}}$ активной мощности предприятия.

$$C_0' = 1,05 \cdot \left[\frac{1260,96 \cdot 12 \cdot 1}{3367,34} + 1,017 \right] = 5,8 \text{ руб / (кВт·ч)}.$$

Для выбора наилучшего варианта схемы внутреннего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов. Результаты расчетов по формулам (5.1) – (5.3) сведены в таблицу 5.1.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

Таблица 5.1 – Сравнение рассматриваемых вариантов

Схема	Кол-во, км	К, т.руб./км	$\sum K_i \cdot E_i$, т.руб/год	$\Delta A_{л}$, МВт·ч/год	$C_э$, т.руб./год	Z , т.руб/год
Магистр.	420	0,897	64,05	18,74	108,69	172,74
Радиальная	720	0,897	109,79	16,06	93,17	202,96

Приведенные затраты при магистальной схеме электроснабжения меньше. В процентном содержании это выражается как:

$$\frac{202,96 - 172,74}{202,96} \cdot 100\% = 14,8\%$$

Таким образом, для электроснабжения ТП-7 и ТП-8 оказалось целесообразнее магистральная схема питания. Но ее не всегда уместно использовать, критерии выбора указаны в п. 5.2.

5.4 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).

Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода отсутствуют блуждающие токи, но есть колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели:

На напряжение 10 кВ– АПвПУ:

АПвПу-10: силовой кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена в усиленной наружной оболочке из полиэтилена, [24].

На напряжение 0,4 кВ – ААПл, согласно [25, табл.1]:

ААПл – силовой кабель с алюминиевыми жилами, с бумажно-пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке, с защитным покровом типа Пл, [26].

5.5 Выбор кабелей до и выше 1000 В

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.

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме, $I_{р.к}$, А, определяется по формуле (5.4).

Мощность $S_{p.k}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:
 – при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор;
 – для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии.

Сечение кабельной линии, определяемой по экономической плотности тока, $F_э$, мм², определяется по формуле:

$$F_э = I_{p.k} / j_э, \quad (5.5)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности T_m использования максимума нагрузки, А/мм², согласно [14, табл.1.3.36].

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

По результатам расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$, согласно [14].

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки, $I_{доп}$, А, определяется по формуле:

$$I_{доп} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > (I_{p.k} / n_k), \quad (5.6)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей согласно [14, табл.1.3.26];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, согласно [14, табл.1.3.3];

$I_{доп}$ – длительно допустимый ток, А;

n_k – число параллельно проложенных кабелей в линии.

Согласно [21] для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с наихудшими условиями охлаждения, если длина его составляет более 10 м. Например, при прокладке кабеля в траншее и кабельном канале цеха коэффициент K_t берется по температуре цеха не ниже +20...25°C.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2I_{p.k} \quad (5.7)$$

Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме, $I'_{ав}$, А, определяется по формуле:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф} > (I_{ав} / n_k), \quad (5.8)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки $K_з$, согласно [27, таблица 13.8].

$$K_з = I_{р.к} / I'_{доп} \quad (5.9)$$

Потери напряжения в кабельной линии, ΔU , %, определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.10)$$

где r_0, x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление кабеля, Ом/км, [27];
 L – длина кабельной линии, км.

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля $F_{тс}$ по термической стойкости к токам короткого замыкания и, если выбранное в данном разделе сечение кабеля оказывается меньше $F_{тс}$, производится его соответствующее уточнение.

Расчет кабельных линий по формулам (5.4) – (5.10) представлен в таблице 5.2.

Выводы по разделу 5

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10, а питание РПН обеспечено с помощью кабеля ААПл, проложенного в траншеях, лотках и асбоцементных трубах.

Таблица 5.2 – Расчет кабельных линий

Ключевые параметры кабельных линий	P _{кв} , кВт	Q _{кв} , квар	S _{кв} , кВА	I _{кв} , А	F _з , м ²	Тип/количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{дл} , А	K _с	K	I _{дл} , А	K _{ав}	I _{ав} , А	L, км	ρ, Ом/км	% Ом/км	ΔU, %	
								В норм. режиме	В пиков. режиме											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ГПП-РП1	8412,05	8191,29	11915,30	327,97	192,93	630	2хАПВПУ-10 (3х630)	в траншее	327,97	655,95	653	0,9	1,100	718,30	1,05	754,22	0,47	0,17	0,08	0,49
ГПП-ТП1	1010,97	1491,56	1801,89	49,60	29,18	35	2хАПВПУ-10 (3х35)	в траншее	49,60	99,20	136	0,75	1,100	112,20	1,05	117,81	0,25	0,17	0,08	0,04
ГПП-ТП2	689,01	799,87	1055,71	29,06	17,09	35	2хАПВПУ-10 (3х35)	в траншее	29,06	58,12	136	0,75	1,100	112,20	1,10	123,42	0,21	0,17	0,08	0,02
ГПП-ТП3	1348,74	735,56	1536,28	42,29	24,87	35	2хАПВПУ-10 (3х35)	в траншее	42,29	84,57	136	0,80	1,100	119,68	1,10	131,65	0,53	0,17	0,08	0,08
ГПП-ТП4	817,00	227,84	848,17	46,69	27,47	35	АПВПУ-10 (3х35)	в траншее	46,69	-	136	0,75	1,100	112,20	-	-	0,48	0,17	0,08	0,07
ГПП-ТП5	1889,86	1843,85	2640,33	72,68	42,75	70	2хАПВПУ-10 (3х70)	в траншее	72,68	145,35	193	0,75	1,100	159,23	1,05	167,19	0,40	0,17	0,08	0,09
ГПП-ТП6	717,90	867,90	1126,33	62,01	36,47	50	АПВПУ-10 (3х50)	в траншее	62,01	-	136	0,75	1,100	112,20	-	-	0,28	0,17	0,08	0,55
ГПП-ТП7	1436,03	1377,38	1989,81	109,54	64,44	120	2хАПВПУ-10 (3х120)	в траншее	109,54	219,08	265	0,80	1,100	233,20	1,05	244,86	0,18	0,17	0,08	0,03
ГПП-ТП8	1436,03	1377,38	1989,81	109,54	64,44	120	2хАПВПУ-10 (3х120)	в траншее	109,54	219,08	265	0,80	1,100	233,20	1,05	244,86	0,18	0,17	0,08	0,03
РП1-ТП9	1093,19	1247,60	1658,79	91,32	53,72	95	2хАПВПУ-10 (3х95)	в траншее	91,32	182,64	233	0,80	1,100	205,04	1,05	215,29	0,33	0,17	0,08	0,05
ГПП-ТП10	1093,19	1247,60	1658,79	91,32	53,72	95	2хАПВПУ-10 (3х95)	в траншее	91,32	182,64	233	0,80	1,100	205,04	1,05	215,29	0,33	0,17	0,08	0,05
РП1-ТП11	1306,59	1029,48	1663,43	45,79	26,93	35	АПВПУ-10 (3х35)	в лотке	45,79	-	134	-	1,234	165,36	-	-	0,17	0,17	0,08	0,05
РП1-ТП13	1306,59	1029,48	1663,43	45,79	26,93	35	АПВПУ-10 (3х35)	в лотке	45,79	-	134	-	1,234	165,36	-	-	0,17	0,17	0,08	0,05
РП1-ТП14	1247,47	950,90	1590,12	87,54	51,49	95	2хАПВПУ-10 (3х95)	в траншее	87,54	175,08	233	0,80	1,100	205,04	-	-	0,20	0,17	0,08	0,06
РП1-ТП15	1247,47	950,90	1590,12	87,54	51,49	95	2хАПВПУ-10 (3х95)	в траншее	87,54	175,08	233	0,80	1,100	205,04	-	-	0,20	0,17	0,08	0,06
РП1-ТП16	1943,36	3201,05	3744,78	103,08	60,63	95	2хАПВПУ-10 (3х95)	в траншее	103,08	208,15	233	0,90	1,100	230,67	1,10	253,74	0,15	0,17	0,08	0,04
ТП1-РПН2	208,03	83,16	224,03	12,33	7,25	16	ААЛП (4х16)	в траншее	12,33	-	79	0,90	1,100	78,21	-	-	0,04	5,21	0,09	0,04
ТП3-РПН2	137,53	48,36	145,78	8,03	4,72	16	ААЛП (4х16)	в траншее	8,03	-	79	0,85	1,100	73,87	-	-	0,05	5,21	0,09	0,03
ТП4-РПН3	610,77	95,94	618,26	34,04	20,02	16	ААЛП (4х16)	в траншее	34,04	-	79	1,00	1,100	86,90	-	-	0,05	5,21	0,09	0,14
ТП14-ТП15	637,23	475,45	795,06	43,77	25,75	35	АПВПУ-10 (3х35)	в лотке	43,77	-	134	-	1,234	165,36	-	-	0,05	0,17	0,08	0,01
ТП7-ТП8	718,01	688,69	994,90	54,77	32,22	35	АПВПУ-10 (3х35)	в лотке	54,77	-	134	-	1,234	165,36	-	-	0,03	0,17	0,08	0,01
ТП11-ТП12	1306,59	1029,48	1663,43	45,79	26,93	35	АПВПУ-10 (3х35)	в лотке	45,79	-	134	-	1,234	165,36	-	-	0,17	0,17	0,08	0,05

Окончание таблицы 5.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПП2- ПП3	1306,59	1029,48	1663,43	45,79	26,93	35	АПВПУ-10 (3x35)	в лотке	45,79	-	134	-	1,234	165,36	-	-	-	0,17	0,08	
ГПП-РП2	2756,50	669,28	3569,13	38,24	57,19	70	2xАПВПУ-10 (3x70)	в траншее	98,24	196,48	193	0,90	1,100	212,30	1,05	222,92	0,48	0,17	0,08	0,13
РП2-ДСП	945,00	831,60	1258,80	69,30	40,76	35	АПВПУ-10 (3x35)	в траншее	69,30	-	136	0,75	1,100	112,20	-	-	0,10	0,17	0,08	0,02
РП2-НУ (1 кВт)	560,00	492,80	745,96	41,07	24,16	35	АПВПУ-10 (3x35)	в траншее	41,07	-	136	0,75	1,100	112,20	-	-	0,15	0,17	0,08	0,02
РП2-НУ (2,4 кВт)	189,00	141,75	236,25	13,01	7,65	35	АПВПУ-10 (3x35)	в траншее	13,01	-	136	0,75	1,100	112,20	-	-	0,32	0,17	0,08	0,01
РП2-СД	1062,50	-796,88	1328,13	73,11	43,01	35	АПВПУ-10 (3x35)	в траншее	73,11	-	136	0,75	1,100	112,20	-	-	0,20	0,17	0,08	0,02

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

59

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого 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 расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

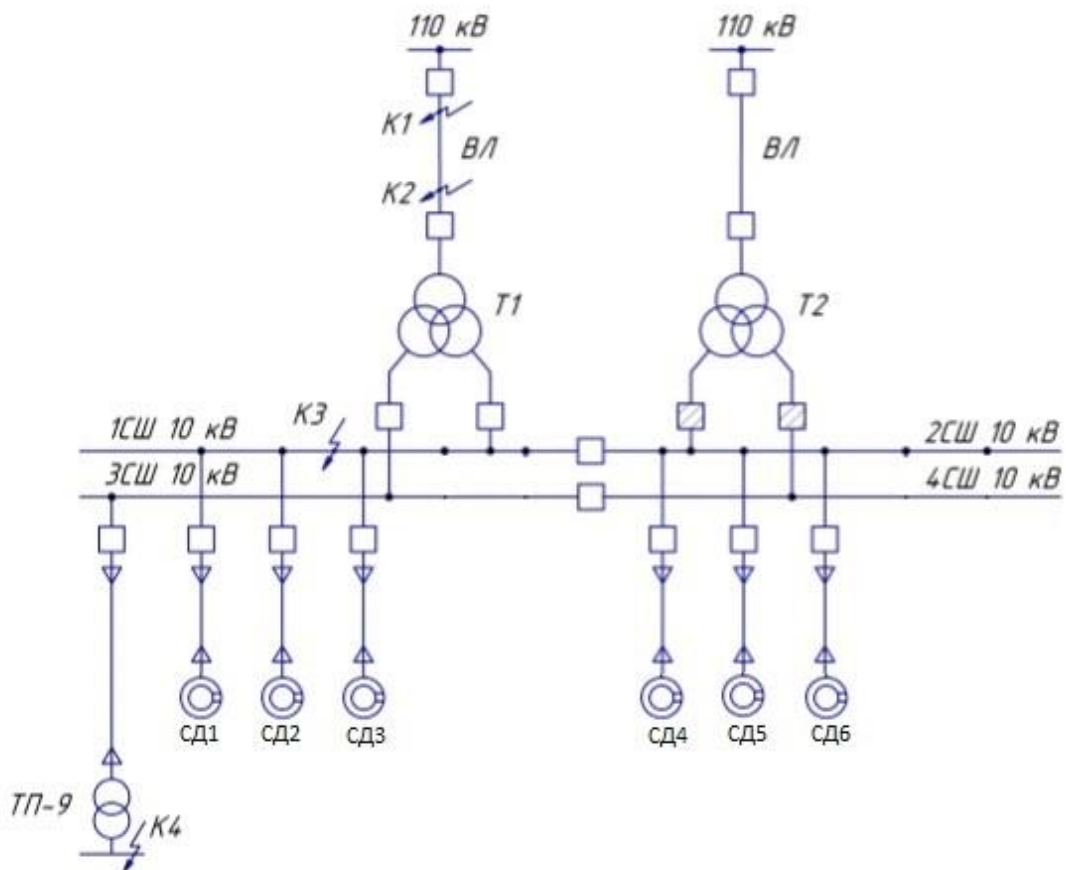


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт 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.

При определении токов КЗ в точках К₁ и К₂ подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки К₃ участвуют высоковольтные двигатели, подключенные только к обеим секциям. При определении тока КЗ в точке К₄ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

60

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

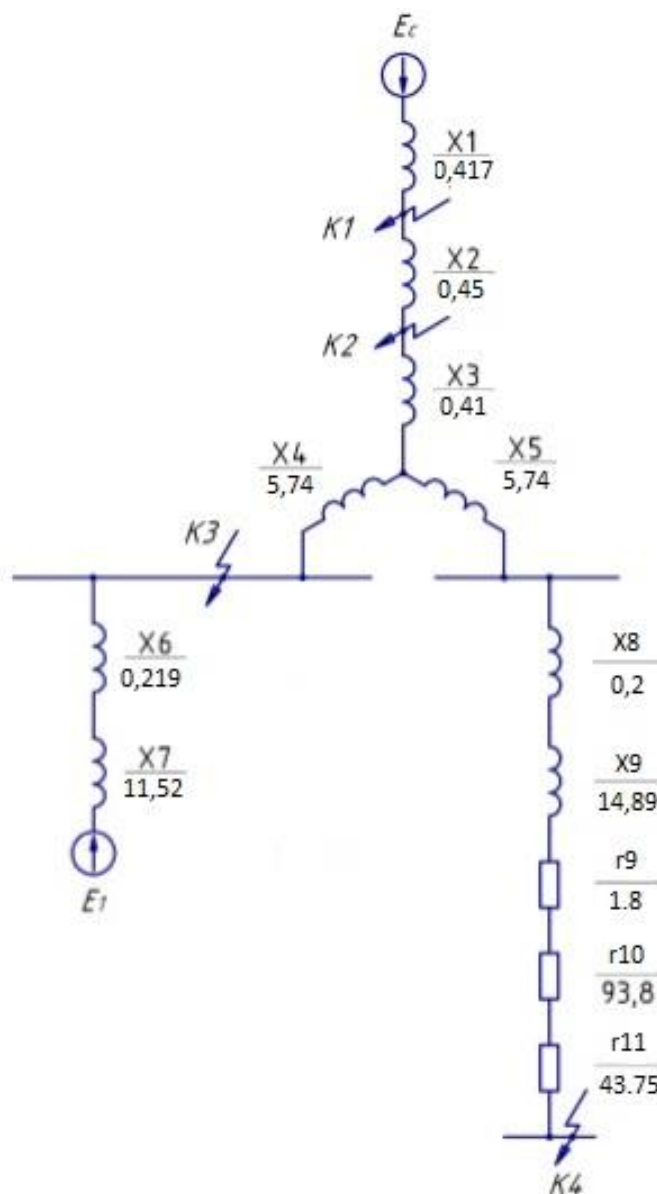


Рисунок 6.2 – Схема замещения (для определения токов КЗ)

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_c , о.е., определяется по формуле:

$$X_1 = X_c = S_6 / S_c,$$

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

$$X_1 = X_c = 1000 / 2400 = 0,417.$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Сопrotивление воздушных линий (ВЛ), $X_{л}$, о.е., определяется по формуле:

$$X_2 = X_{л} = X_{0ВЛ} \cdot L_{ВЛ} \cdot (S_6 / U_{ср1}^2),$$

где $X_{0ВЛ}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км.

$L_{ВЛ}$ – длина ВЛ, км;

$U_{ср1}$ – среднее напряжение ВЛ, кВ.

$$X_2 = X_{л} = 0,44 \cdot 13,5 \cdot (1000 / 115^2) = 0,45.$$

Сопrotивление трансформатора ГПП, $X_{т}$, о.е., определяется по формуле:

$$X_{т} = (U_{кз} / 100) \cdot (S_6 / S_{н.т}),$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %;

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

$$X_{т} = (10,5 / 100) \cdot (1000 / 32) = 3,28.$$

Сопrotивление обмотки высокого напряжения, X_3 , о.е., определяется по формуле:

$$X_3 = 0,125 \cdot X_{т};$$

$$X_3 = 0,125 \cdot 3,28 = 0,41.$$

Сопrotивление обмоток низкого напряжения, X_4 , X_5 , о.е., определяется по формуле:

$$X_4 = X_5 = 1,75 \cdot X_{т};$$

$$X_4 = X_5 = 1,75 \cdot 3,28 = 5,74.$$

Сопrotивление кабельной линии, $X_{кл}$, о.е., определяется по формуле:

$$X_{кл} = X_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot X_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср2}^2},$$

где $n_{кл}$ – число параллельных кабельных линий, шт.;

$X_{0кл}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$ – длина КЛ, км;

$U_{ср2}$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$X_{кл} = X_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,11 \cdot 0,22 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,219.$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		62

$$X_{\text{кл}} = X_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,11 \cdot 0,22 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,219.$$

Сопротивление синхронных двигателей, $X_{\text{д}}$, о.е., определяется по формуле:

$$X_{\text{д}} = X_7 = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{д}}},$$

где $n_{\text{д}}$ – количество двигателей, шт.;

$I_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателя;

$P_{\text{д}}$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$X_{\text{д}} = X_7 = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{1250} = 11,52.$$

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-1, $Z_{\text{т}}$, о.е., определяется по формуле:

$$Z_{\text{т}} = Z_{13} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}},$$

$$Z_{\text{т}} = Z_{13} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1250} = 48.$$

Активное сопротивление трансформатора, $r_{\text{т}}$, о.е., определяется по формуле:

$$r_{\text{т}} = r_9 = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}^2},$$

$$r_{\text{т}} = r_9 = 13,5 \cdot (1000 \cdot 10^3 / 1250^2) = 8,64.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора, $X_{\text{т}}$, о.е., определяется по формуле:

$$X_{\text{т}} = X_9 = \sqrt{z_{\text{т}}^2 - r_{\text{т}}^2};$$

$$X_{\text{т}} = X_9 = \sqrt{48^2 - 8,64^2} = 47,2.$$

Сопротивление контактов, r_{10} , о.е., определяется по формуле:

$$r_{10} = r_{\text{к}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2},$$

где $r_{\text{к}} = 0,015$, переходное сопротивление контактов, согласно [21, п.8.6.1], Ом.

$$r_{10} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		63

Активное сопротивление дуги в месте КЗ, r_{11} , о.е., определяется по формуле:

$$r_{11} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2},$$

$$r_{11} = 0,007 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 43,75.$$

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

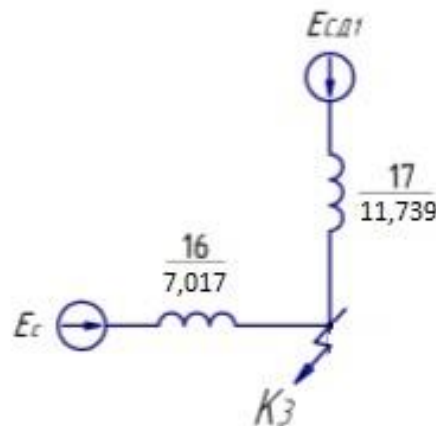


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке КЗ

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определяются по выражениям:

$$X_{16} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4;$$

$$X_{16} = 0,417 + 0,45 + 0,41 + 5,74 = 7,017.$$

$$X_{17} = X_6 + X_7;$$

$$X_{17} = 0,219 + 11,52 = 11,739.$$

Базисный ток, I_6 , кА, определяется по формуле:

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

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

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

64

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви, определяются по формулам:

$$I_c = \frac{E_c}{X_{16}} \cdot I_6,$$

$$I_c = \frac{1}{7,017} \cdot 55 = 7,84 \text{ кА.}$$

$$I_{сд} = \frac{E_c}{X_{17}} \cdot I_6,$$

$$I_{сд} = \frac{1}{11,739} \cdot 55 = 4,685 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃, I_{кз3/0/}, кА, определяется по формуле:

$$I_{кз3/0/} = I_c + I_{сд},$$

$$I_{кз3/0/} = 7,84 + 4,685 = 12,525 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания, I_{уд}, кА, определяется по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз3/0/};$$

где K_y – ударный коэффициент, согласно [3, таблица 2.45].

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 12,525 = 34 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃, S_{кз3}, МВА, определяется по формуле:

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{кз3/0/},$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,525 = 227,8 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания в точке К₄:

Суммарное активное сопротивление, r_Σ, о.е., определяется по формуле:

$$r_{\Sigma} = r_9 + r_{10} + r_{11};$$

$$r_{\Sigma} = 1,8 + 93,8 + 43,75 = 139,35.$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		65

Суммарное индуктивное сопротивление, X_{Σ} , о.е., определяется по формуле:

$$X_{\Sigma} = X_8 + X_9 + X_{16};$$

$$X_{\Sigma} = 0,2 + 14,89 + 7,017 = 22,107.$$

Полное сопротивление, Z_{Σ} , о.е., определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{139,35^2 + 22,107^2} = 141,1.$$

Мощность короткого замыкания в точке K_4 , $S_{кз4}$, МВА, определяется по формуле:

$$S_{кз4} = S_6 / Z_{\Sigma},$$

$$S_{кз4} = 1000 / 141,1 = 7,087 \text{ МВА}.$$

Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях до 1000 В

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_6 = 0,4$ кВ, $I_{к4}$, кА, определяется по формуле:

$$I_{к4} = S_{кз4} / (\sqrt{3} \cdot U_6);$$

$$I_{к4} = 7,087 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 10,23 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_4 , $I_{уд}$, кА, определяется по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к4};$$

где K_y – ударный коэффициент, согласно [3, таблица 2.45].

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,23 = 23,15 \text{ кА}.$$

Результаты расчета представлены в таблице 6.1.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		66

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	$U_{\text{ср}}$ расчетной точки, кВ	$I_{\text{к}}$, кА	$I_{\text{уд}}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
K ₁	115	12,04	30,70	2400,0
K ₂	115	5,79	19,96	1561,6
K ₃	10,5	12,53	34,00	227,8
K ₄	0,4	10,23	23,15	7,087

Выводы по разделу 6

В данном разделе рассчитаны токи КЗ для дальнейшего выбора и проверки коммутационной и измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверку кабеля 10 кВ на термическую стойкость.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

При выборе электрооборудования следует иметь в виду, что значительная его часть может быть комплектной. Поэтому после определения параметров (напряжений и токов) СЭС необходимо выбрать соответствующее комплектное оборудование, выявив его составные элементы и только после этого произвести проверку типового и остального оборудования по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ СЭЩ-63, производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара»[28]. Тип выключателя для данных ячейках типа ВВУ-СЭЩ-Э(П)-10 с номинальным током 1600 А; трансформаторы тока – ТОЛ СЭЩ-21.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки, I_{\max} , А, определяется по формуле:

$$I_{\max} = (1,4 \cdot S_{н.т}) / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot 2);$$

$$I_{\max} = (1,4 \cdot 32\,000) / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2) = 1231,78 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ, $B_{кз}$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$, определяется по формуле:

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{р.з} + t_{о.в} + T_a), \quad (7.1)$$

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 12,525^2 \cdot (1,7 + 0,06 + 0,12) = 294,93 \text{ kA}^2 \cdot \text{с.}$$

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

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условие	Расчетные параметры	Каталог [28]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 1231,78 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 34 \text{ кА}$	$i_d = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 294,93 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Вводной и секционный выключатели принимаются одного типа.

В ячейках устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600[1].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе КРУ представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условие	Расчетные параметры	Каталог [1]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 1231,78 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{о.ном} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 12,525 \text{ кА}$	$I_{о.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{а,т}$	$i_{а,т} = 10 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 20 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 12,525 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$i_{д} \geq i_{у}$	$i_{у} = 34 \text{ кА}$	$i_{д} = 50 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$B_{к} = 294,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ СЭЩ-21[29]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформатора тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условие	Расчетные параметры	Каталог [29]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 1231,78 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_{д} \geq i_{у}$	$i_{у} = 34 \text{ кА}$	$i_{д} = 100 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$B_{к} = 294,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

В цепи устанавливаются следующие приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме согласно таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик энергии	СЭТ4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1

Итого:	1,1	-	0,6
--------	-----	---	-----

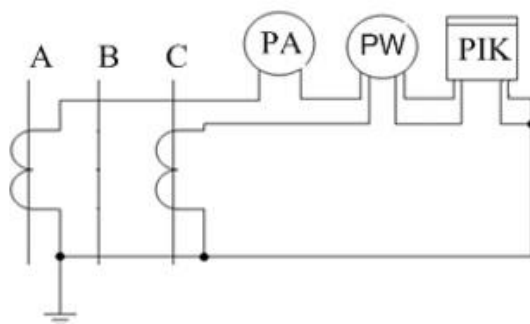


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Сопротивление приборов, $r_{\text{приб}}$, Ом, определяется по формуле:

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

где I_2 – номинальный вторичный ток, А, согласно [29].

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

Допустимое сопротивление проводов, $r_{\text{пр}}$, Ом, определяется по формуле:

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

где $Z_{2\text{ном}}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, 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 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{мах}}$, А	$I_{\text{п,0}}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
1	2	3	4	5	6	7
ГПП-РП1	10,5	655,95	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

70

РП1-ТП1	10,5	99,20	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
---------	------	-------	--------	----	-------------------	------------

Окончание таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7
ГПП-ТП2	10,5	58,12	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП3	10,5	84,57	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП4	10,5	46,69	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП5	10,5	145,35	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП6	10,5	62,01	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
РП1-ТП7	10,5	219,08	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
РП1-ТП8	10,5	219,08	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП9	10,5	182,64	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП10	10,5	182,64	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП11	10,5	45,79	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП13	10,5	45,79	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-ТП14	10,5	175,08	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-РП15	10,5	175,08	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-РП16	10,5	206,15	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
ГПП-РП2	10,5	196,48	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
РП2-ДСП1	10,5	69,30	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
РП2-ИУ (1 кГц)	10,5	41,07	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
РП2-ИУ (2,4 кГц)	10,5	13,01	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21
РП2-СД	10,5	73,11	12,525	34	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600	ТОЛ СЭЩ-21

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (далее ТН) устанавливаются по одному на каждую секцию сборных шин (далее СШ). Во вторичную обмотку

трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и СШ.

В ячейках КРУ устанавливаются трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10[29].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ТН представлено в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения (часть 1)

Условие	Расчетные параметры	Каталог [29]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_{2ном} \geq S_{нагр}$	$S_{нагр} = 23 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$

где $S_{нагр}$ – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН, ВА, согласно таблице 7.7;

$S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТН в заданном классе точности, ВА, согласно [29].

Таблица 7.7 – Выбор трансформаторов напряжения (часть 2)

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								$P_2, \text{ Вт}$	$Q_2, \text{ вар}$
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь сил. тр.	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
РК	Цепь сил.тр. и отх.линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	7	11	14
Итого:								18	14
								$S_{2\Sigma} = 23 \text{ ВА}$	

7.5 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81-81УХЛЗ[30]. Выбор представлен в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор токопровода

Условие	Расчетные параметры	Каталог [30]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 1231,78 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 34 \text{ кА}$	$i_d = 81 \text{ кА}$

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Термически стойкое сечение, $F_{т.с}$, мм², определяется по формуле:

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.2)$$

где B_k – тепловой импульс тока, кА²·с;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, согласно [3, таблица 2.72], $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$.

$$F_{т.с} = (\sqrt{122,36 \cdot 10^6}) / 65 = 170,2 \text{ мм}^2$$

Результаты расчета представлены в таблице 6.9.

Время срабатывания релейной защиты согласно рисунку 7.2

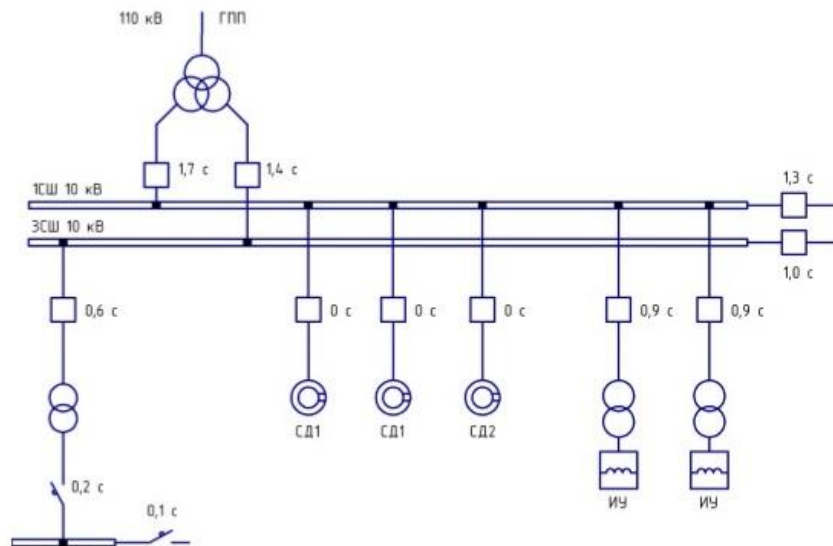


Рисунок 7.2 – Карта селективности

Результаты расчетов по формулам (7.1) – (7.2) представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Наименование кабельной линии	I_k , кА	$t_{р.з}$, с	$t_{о.в}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	C , $(A \cdot c^{1/2})/мм^2$	$F_{т.с}$, мм ²
ГПП-ТП	12,525	0,6	0,06	0,12	122,36	65	170,2
ГПП-ИУ	12,525	0,9	0,06	0,12	169,4	65	200,2
ГПП-СД	12,525	0,0	0,06	0,12	28,24	65	81,8

В таблице 6.10 представлены все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов.

Таблица 7.10 – Термически устойчивые сечения кабелей

Наименование линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и сечение нового кабеля
РП1-ТП1	35	185	2хАПвПу-10 (3х185)
ГПП-ТП2	35	185	2хАПвПу-10 (3х185)
ГПП-ТП3	35	185	2хАПвПу-10 (3х185)
ГПП-ТП4	35	185	АПвПу-10 (3х185)
ГПП-ТП5	35	185	2хАПвПу-10 (3х185)
ГПП-ТП6	50	185	АПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП7	120	185	2хАПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП8	120	185	2хАПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП9	95	185	2хАПвПу-10 (3х185)
ГПП-ТП10	95	185	2хАПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП11	120	185	АПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП13	95	185	АПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП14	95	185	2хАПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП15	95	185	2хАПвПу-10 (3х185)
РП1-ТП16	95	185	2хАПвПу-10 (3х185)
ТП14-ТП15	35	185	АПвПу-10 (3х185)
ТП7-ТП8	35	185	АПвПу-10 (3х185)
ТП11-ТП12	35	185	АПвПу-10 (3х185)
ГПП-РП2	70	185	2хАПвПу-10 (3х185)
РП2-ИУ	35	240	АПвПу-10 (3х240)
РП2-СД	35	95	АПвПу-10 (3х95)

7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственные и неответственные. 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, $S_{\text{тсн}}$, кВА, определяется по формуле:

$$S_{\text{тсн}} = (0,1 / 100) \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}},$$

$$S_{\text{тсн}} = (0,1 / 100) \cdot 32\,000 = 32 \text{ кВА.}$$

Для питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем 2 силовых трансформатора типа ТМГ – 40/10[6], подключающиеся от обмотки низкого напряжения (далее НН) силовых трансформаторов ГПП через предохранитель типа ПКТ-101-10-16-12,5[3, таблица 2.85].

7.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН

Выбор автоматических выключателей представлен в таблице 7.11.

Выключатели делятся на секционные и вводные, выбор согласно каталога [1].

Таблица 7.11 – Выбор автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место уст.	$I_{\text{уяз}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Типоисполнение [1]
1	2	3	4	5	6
РП1	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
РП2	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-1	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-2	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-3	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-4	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-5	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-6	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-7	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-8	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-9	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-10	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-11	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-13	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600

Окончание таблицы 7.11

1	2	3	4	5	6
ТП-14	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-15	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ТП-16	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
	Секционный	2880	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ИУ	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
ДСП	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600
СД	Вводной	5760	12,525	50	ВВУ-СЭЩ-Э-10/1600

Выводы по разделу 7

В данном разделе произведен выбор коммутационной и измерительной аппаратуры 10 кВ и 0,4 кВ, а также уточнены сечения кабелей по термической устойчивости.

8 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

8.1 Расчет коэффициента несинусоидальности напряжения

Принципиальная схема для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения представлена на рисунке 8.1.

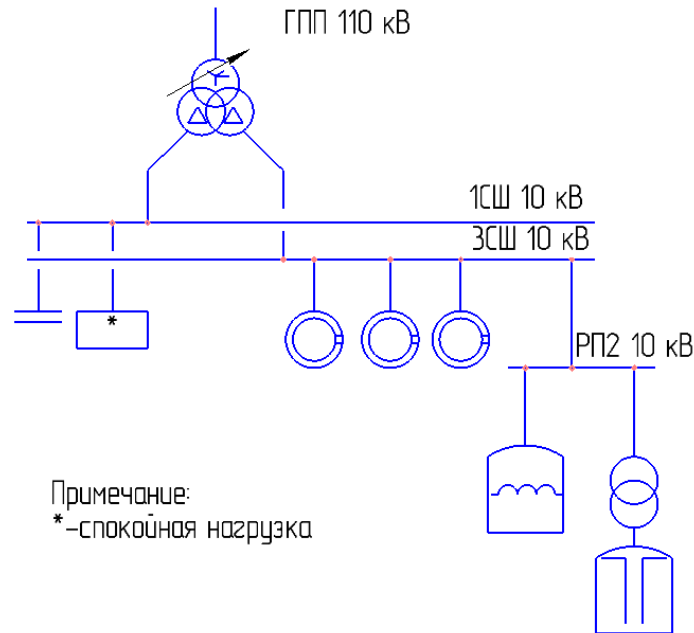


Рисунок 8.1 – Принципиальная схема

Схема замещения изображенной схемы представлена на рисунке 8.2.

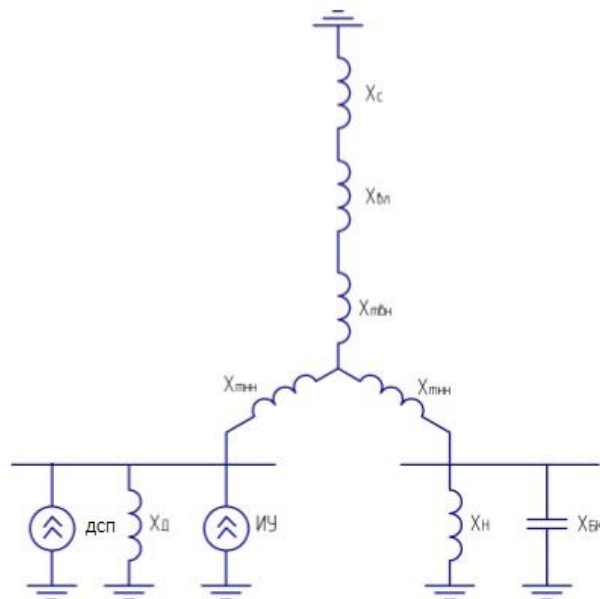


Рисунок 8.2 – Схема замещения

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

77

Сопrotивление энергетической системы, x_{cv} , определяется по формуле:

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

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

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot (10\,500^2 / 2400 \cdot 10^6) = 0,03 \cdot v.$$

Сопrotивление воздушной линии, x_{lv} , определяется по формуле:

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot (U_{ct}^2 / U_n^2) \cdot v,$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина воздушной линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

$$x_{lv} = 0,44 \cdot 13,5 \cdot (10,5^2 / 110^2) \cdot v = 0,054 \cdot v.$$

Сопrotивление силового трансформатора, x_{tv} , определяется по формуле:

$$x_{tv} = (U_k \cdot U_{ct}^2) / (100 \cdot S_{т.н}) \cdot v,$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

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

$$x_{tv} = (10,5 \cdot 10\,500^2) / (100 \cdot 40 \cdot 10^6) \cdot v = 0,46 \cdot v.$$

Сопrotивление обмотки высокого напряжения, $x_{твнv}$, определяется по формуле:

$$x_{твнv} = 0,125 \cdot x_{tv};$$

$$x_{твнv} = 0,125 \cdot 0,46 \cdot v = 0,06 \cdot v.$$

Сопrotивление обмотки низкого напряжения, $x_{тннv}$, определяется по формуле:

$$x_{тннv} = 1,75 \cdot x_{tv};$$

$$x_{тннv} = 1,75 \cdot 0,46 \cdot v = 0,81 \cdot v.$$

Сопrotивление синхронных двигателей, x_{dv} , определяется по формуле:

$$x_{dv} = x''_d \cdot \left[U_{ct}^2 / S_{д.н} \right] \cdot k_x \cdot v,$$

где x''_d – сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронной машины по продольной оси, принимается 0,24, согласно [31];

$S_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, ВА;

$k_x = 0,71$, согласно [31].

$$x_{dv} = 0,24 \cdot \left[10500^2 / \sqrt{(1250 \cdot 103)^2 + (796,875 \cdot 103)^2} \right] \cdot 0,71 \cdot v = 12,67v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н», x_{HV} , определяется по формуле:

$$x_{HV} = \left[U_{ст}^2 / S_H \right] \cdot v,$$

$$x_{дv} = \left[10500^2 / \sqrt{(0,5 \cdot 26831,93^2) + (0,5 \cdot 20335,32^2)} \right] \cdot v = 8,2v.$$

Сопротивление батареи конденсаторов, $X_{БКv}$, определяется по формуле:

$$x_{БКv} = - (U_{ст}^2 / (Q_{БК} \cdot v)),$$

где $Q_{БК}$ – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{БКv} = - (10\,500^2 / (2,25 \cdot 10^6 \cdot v)) = - 49 / v.$$

Сопротивление дуговой сталеплавильной печи, $X_{Пv}$, определяется по формуле:

$$x_{Пv} = (U_{ст}^2 / S_{т.п}) \cdot v,$$

где $S_{т.п}$ – номинальная мощность печного трансформатора, ВА.

$$x_{Пv} = (10\,500^2 / 1600 \cdot 10^3) \cdot v = 68,9 \cdot v.$$

Источником искажений являются:

– дуговые сталеплавильные печи; искажение питающего тока и напряжения при работе ДСП возникают за счет нелинейности вольт-амперной характеристики дуги и за счет нелинейной характеристики печного трансформатора, работающего при повышенных значениях магнитной индукции; генерируют гармоники 2, 3, 5, 7, 11 и 13 порядка [32];

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть гармоники 5, 7, 11 и 13 порядка.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками, I_v , определяются по формуле:

$$I_v = (S_{п\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ст}^2 \cdot v),$$

где $S_{п\Sigma}$ – 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 0,9; для $v = 11$ и $v = 13$ принимается 0,75.

$$I_v = (8800 \cdot k_{v\Sigma}) / (\sqrt{3} \cdot 10,5^2 \cdot v) = (46 \cdot k_{v\Sigma}) / v.$$

Результаты расчета сведены в таблицу 8.1.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		79

Таблица 8.1 – Расчет показателей качества электроэнергии (часть 1)

У	X _{св}	X _{лв}	X _{тв}	X _{твнв}	X _{тннв}	X _{дв}	X _{нв}	X _{БКв}	X _{Пв}	I _в
2	0,06	0,108	0,92	0,12	1,62	25,34	16,4	-24,5	137,8	15,33
3	0,09	0,162	1,38	0,18	2,43	38,01	24,6	-16,33	206,7	15,33
5	0,15	0,270	2,30	0,30	4,05	63,35	41	-9,8	344,5	8,28
7	0,21	0,378	3,22	0,42	5,67	88,69	57,4	-7	482,3	5,91
11	0,33	0,594	5,06	0,66	8,91	139,37	90,2	-4,45	757,9	3,14
13	0,39	0,702	6,00	0,78	10,53	164,71	106,6	-3,77	895,7	2,65

Для расчета параметров схемы замещения требуется преобразовать схему, изображенную на рисунке 8.2. Преобразование схемы представлено на рисунке 8.3.

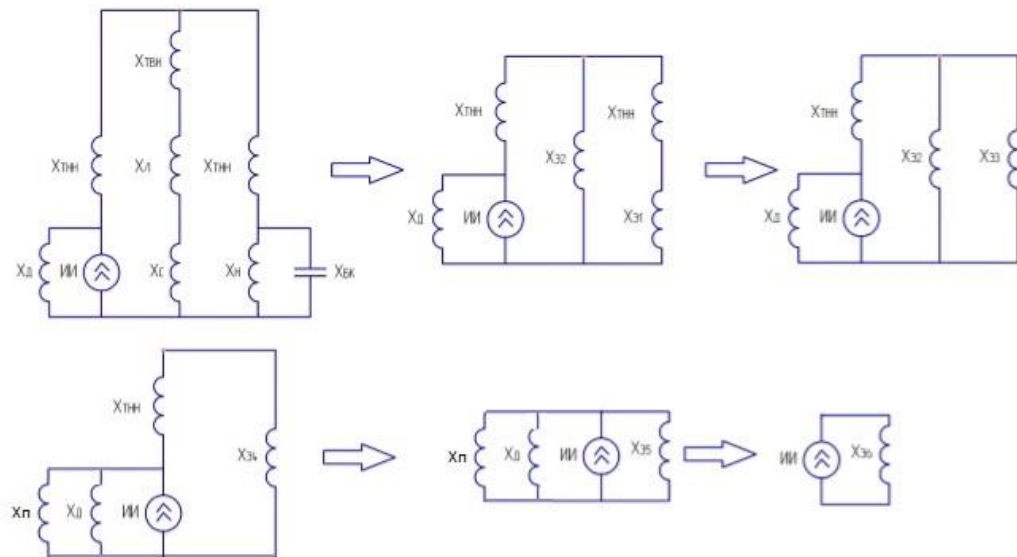


Рисунок 8.3 – Преобразование схемы замещения

Расчет параметров схемы замещения:

$$X_{э1в} = (X_{БКв} \cdot X_{нв}) / (X_{БКв} + X_{нв}), \quad (8.1)$$

$$X_{э2в} = X_{св} + X_{лв} + X_{твнв}, \quad (8.2)$$

$$X_{э3в} = X_{э1в} + X_{тннв}, \quad (8.3)$$

$$X_{э4в} = (X_{э2в} \cdot X_{э3в}) / (X_{э2в} + X_{э3в}), \quad (8.4)$$

$$X_{э5в} = X_{э4в} + X_{тннв}, \quad (8.5)$$

$$X_{э6в} = (X_{э5в} \cdot X_{дв}) / (X_{э5в} + X_{дв}), \quad (8.6)$$

$$X_{э7в} = (X_{э6в} \cdot X_{пв}) / (X_{э6в} + X_{пв}) \quad (8.7)$$

Напряжение на СШ₁ и СШ₃, $U_{1сшv}$, $U_{3сшv}$, определяются по формулам:

$$U_{1сшv} = I_v \cdot X_{э7v}, \quad (8.8)$$

$$U_{3сшv} = U_{1сшv} \cdot [(X_{э1v} \cdot X_{э4v}) / (X_{э3v} \cdot X_{э5v})]. \quad (8.9)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения, K_u , %, определяется по формуле:

$$K_u = [\sqrt{\sum U_v} / U_\phi] \cdot 100 \%. \quad (8.10)$$

Результаты расчетов по формулам (8.1) – (8.10) представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Расчет показателей качества электроэнергии (часть 2)

v	$X_{э1v}$	$X_{э2v}$	$X_{э3v}$	$X_{э4v}$	$X_{э5v}$	$X_{э6v}$	$X_{э7v}$	$U_{1сшv}$	$U_{3сшv}$	$K_u^{сш1}$	$K_u^{сш3}$
2	49,6	0,29	51,22	0,29	1,91	1,77	1,75	26,84	3,9	0,8	0,34
3	-48,6	0,43	-46,2	0,44	2,87	2,67	2,63	40,34	6,46		
5	-12,9	0,72	-8,8	0,78	4,83	4,49	4,43	36,71	8,68		
7	-8	1,01	-2,3	1,79	7,46	6,88	6,79	40,14	33,40		
11	-4,7	1,58	4,22	1,15	10,06	9,38	9,27	29,07	-3,7		
13	-3,9	1,87	6,62	1,46	12	11,2	11,04	29,3	-2,1		

Согласно [33] допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в пределах 5 %. По расчетам делаем вывод, что подобная схема электроснабжения может эксплуатироваться в соответствии с принципами электромагнитной совместимости.

8.2 Расчет провала напряжения

Провалы напряжения обычно происходят из-за неисправностей в электрических сетях или в электроустановках потребителей, а также при подключении мощной нагрузки, в нашем случае это – синхронные двигатели.

Провал напряжения, как правило, связан с возникновением и окончанием короткого замыкания или резкого возрастания тока в системе или электроустановке, подключенной к электрической сети. В соответствии с требованиями настоящего стандарта провал напряжения рассматривается как электромагнитная помеха, интенсивность которой определяется как напряжением, так и длительностью. Длительность провала напряжения может быть до 1 мин.

В трехфазных системах электроснабжения за начало провала напряжения принимают момент, когда напряжение хотя бы одной из фаз падает ниже порогового значения начала провала напряжения, за окончание принимают момент, когда напряжение во всех фазах возрастает выше порогового значения окончания провала напряжения.

Расчет напряжения на зажимах двигателя выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 8.4.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.



Рисунок 8.4 – Схема замещения для расчета остаточного напряжения на зажимах двигателя

Остаточное напряжение на СШ, к которым подключены двигатели, U_d , кВ, определяется по формуле:

$$U_d = U_c \cdot [X_{п.э} / (X_c + X_{п.э})], \quad (8.11)$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{п.э}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е;

X_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен двигатель, о.е.

$$X_{п.э} = (S_б \cdot U_{ном}^2) / (S_{п.э} \cdot U_б^2), \quad (8.12)$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$S_{п.э}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА;

$U_б$ – базисное напряжение, кВ.

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_{п.д} + \sum Q_n)^2}, \quad (8.13)$$

где P_n – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_{п.д}$ – расчетная пусковая мощность двигателя, кВА;

Q_n – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, квар.

$$S_{п.д} = (P_{д.н} \cdot K_{п.д}) / (\cos\phi_n \cdot \eta_n), \quad (8.14)$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

$K_{п.д}$ – кратность пускового тока.

$$S_{II} = (1250 \cdot 5) / (0,8 \cdot 0,9) = 8680,6 \text{ кВА.}$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		83

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла определяется по формуле (8.13):

$$S_{п.э} = \sqrt{(3506,25)^2 + (8680,6 - 2390,63)^2} = 7201,22 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла определяется по формуле (8.12):

$$x_{п.э} = (1000 \cdot 10,5^2) / (7,2 \cdot 10,5^2) = 138,9$$

Остаточное напряжение на сборных шинах определяется по формуле (8.11):

$$U_d = 10,5 \cdot [138,9 / (7,017 + 138,9)] = 9,995 \text{ кВ}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20 % относительно номинального напряжения сети, согласно [31].

$$\Delta U_{\%} = [(U_c - U_d) / U_c] \cdot 100 \%$$

$$\Delta U_{\%} = [(10,5 - 9,995) / 10,5] \cdot 100 \% = 4,8 \%$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу 8

Рассчитаны показатели качества электроэнергии, их значения оказались в пределах нормы, что доказывает правильность построения данной схемы электроснабжения.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

9.1 Составление расчетной схемы и определение ее параметров

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. На рисунке 9.1 приведена схема системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

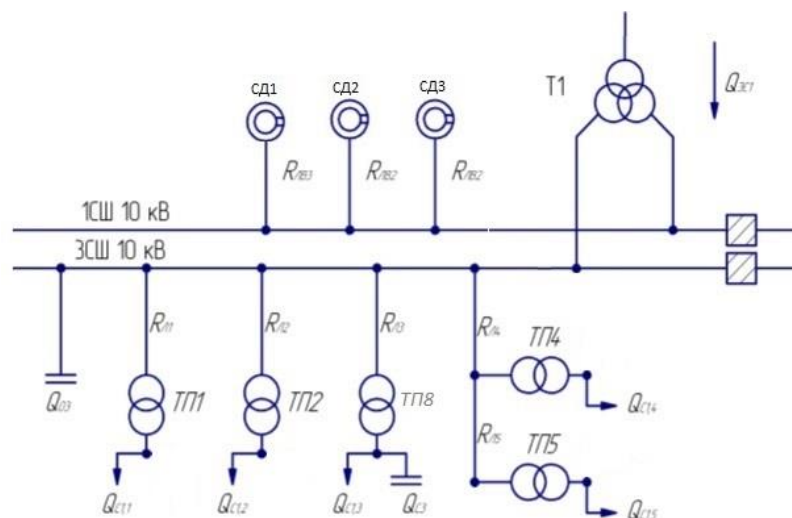


Рисунок 9.1 – Схема системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные напряжения трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, R_T , Ом, определяются по формуле:

$$R_T = (\Delta P_{КЗ} \cdot U_H^2) / S_{H.T}^2, \quad (9.1)$$

где $\Delta P_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;
 $S_{H.T}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$R_{T1} = (24\,000 \cdot 10^2) / 2500^2 = 0,384 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий, R_L , определяются по формуле:

$$R_L = r_{0L} \cdot L; \quad (9.2)$$

$$R_{L1} = 0,41 \cdot 0,34 = 0,142 \text{ Ом.}$$

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.2) сведены в таблицу 9.1.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

85

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

Лист

86

Таблица 9.1 – Исходные данные

Тр.п/станция	S _{н.т.} , кВА	Q ₁ , квар	ΔQ _{т.} , квар	R _{т.} , Ом	R _{л.} , Ом
ТП-1	1250	693,28	52,50	0,86	0,042
ТП-2	630	371,90	28,04	1,37	0,035
ТП-3	1000	324,78	43,00	0,95	0,09
ТП-4	1000	154,84	73,00	0,95	0,08
ТП-5	1600	853,13	68,80	0,37	0,07
ТП-6	1250	916,50	90,00	0,86	0,05
ТП-7	1250	636,19	52,50	0,86	0,03
ТП-8	1250	636,19	52,50	0,86	0,03
ТП-9	1000	580,80	43,00	0,95	0,06
ТП-10	1000	580,80	43,00	0,95	0,06
ТП-11	1000	471,74	43,00	0,95	0,02
ТП-12	1000	471,74	43,00	0,95	0,01
ТП-13	1000	471,74	43,00	0,95	0,01
ТП-14	1000	432,45	43,00	0,95	0,03
ТП-15	1000	432,45	43,00	0,95	0,03
ТП-16	2500	916,50	90,00	0,86	0,05
Итого:		9529,04	961,34	14,13	0,65

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности, C_о, руб/кВт, определяется по формуле:

$$C_o = \delta(\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau),$$

где δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности, согласно [7, стр. 47];

α – основная ставка двуставочного тарифа, руб/кВт·год, согласно [22,23];

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч, согласно [22,23];

K_м – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_э в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_м активной мощности предприятия.

$$C_o = 1,03 \cdot (1260,96 \cdot 12 \cdot 1 + 1,017 \cdot 3367,34) = 19\ 112,79 \text{ руб/кВт.}$$

Затраты на генерацию активной мощности низковольтными БК (0,4 кВ), З_{1Г.КН}, руб/Мвар, определяются по формуле:

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{БКН} \cdot \alpha_{изм} + C_o \cdot \Delta P_{БКН},$$

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

K_{БКН} – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

α_{изм} – индекс изменения сметной стоимости, согласно [34];

ΔP_{БКН} – удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

$$Z_{1Г.КН} = 0,233 \cdot 12\ 000 \cdot 75,96 + 19\ 112,79 \cdot 4 = 288\ 835,3 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию активной мощности высоковольтными БК (10 кВ), $Z_{1Г.КВ}$, руб/Мвар, определяются по формуле:

$$Z_{1Г.КВ} = E \cdot K_{БКВ} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ},$$

где $K_{БКВ}$ – удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов;
 $\Delta P_{БКВ}$ – удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = 0,233 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 19\,112,79 \cdot 2 = 144\,417,7 \text{ руб/Мвар.}$$

В компрессорной (цех 13) имеются 6 синхронных двигателей (далее СД), данные по ним приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Общие данные о синхронных двигателях[35]

Наим.	Тип	U_n , кВ	$P_{д,ном}$, МВт	$Q_{д,ном}$, Мвар	N, шт	n, об/мин	D_1 , кВт	D_2 , кВт
СД	СТД	10	1,25	0,63	6	3000	3,84	4,43

Располагаемая реактивная мощность СД, $Q_{сд}$, Мвар, определяется по формуле:

$$Q_{сд.м} = \alpha_m \cdot N \cdot \sqrt{P_{д,ном}^2 + Q_{д,ном}^2},$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности, согласно [3, рис.2.139, стр. 407].

$$Q_{сд.м} = 0,58 \cdot 6 \cdot \sqrt{1,25^2 + 0,63^2} = 4,871 \text{ Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности СД, $Z_{1.Г.СД}$, $Z_{2.Г.СД}$, руб/Мвар, определяются по формуле:

$$Z_{1.Г.СД} = C_0 \cdot [D_1 / Q_{д.ном}];$$

$$Z_{2.Г.СД} = C_0 \cdot [D_2 / (N \cdot Q_{д.ном}^2)];$$

$$Z_{1.Г.СД} = 19\,112,79 \cdot [3,84/0,63] = 116\,497,01 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2.Г.СД} = 19\,112,79 \cdot [4,43 / (6 \cdot 0,630^2)] = 35\,575,5 \text{ руб/Мвар.}$$

Активное сопротивление синхронного двигателя, $R_{э.сд}$, Ом, определяется по формуле:

$$R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N} + \frac{З_{2.Г.сд}}{a \cdot C_0},$$

$$R_{э.сд} = \frac{0,22 \cdot 0,17}{6} + \frac{35575,5}{1260,96 \cdot 19112,79} = 0,008 \text{ Ом.}$$

Реактивная мощность синхронного двигателя, $Q_{сд}$, Мвар, определяются по формуле:

$$Q_{сд} = \frac{З_{10} - З_{1.Г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сд}},$$

$$Q_{сд} = \frac{144417,7 - 116497,01}{2 \cdot 1260,96 \cdot 19112,79 \cdot 0,008} = 0,0724 \text{ Мвар.}$$

Таблица 9.3 – Расчетные данные двигателей

Наименов.	$Q_{сд.м}$, Мвар	$З_{1Г.сд}$, руб/Мвар	$З_{2Г.сд}$, руб/Мвар ²	$R_{э.сд}$, Ом	$Q_{сд}$, Мвар
СД	4,87	116 497,01	35 575,5	0,008	0,0724

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

Эквивалентное сопротивление ТП, питающихся по радиальным линиям, $R_{э1}$, Ом, определяется по формуле:

$$R_{э3} = r_3 = R_{л3} + R_{г3}; \quad (9.3)$$

$$R_{э3} = r_3 = 0,035 + 1,373 = 1,409 \text{ Ом.}$$

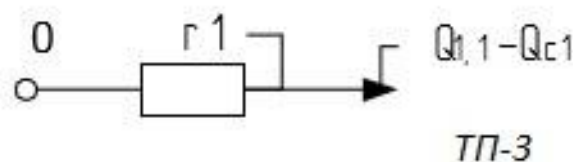


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, получающих питание по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-14и ТП-15, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}; \quad (9.4)$$

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{0,95} + \frac{1}{0,34 + 0,95} = 0,4833 \frac{1}{\text{Ом}}.$$

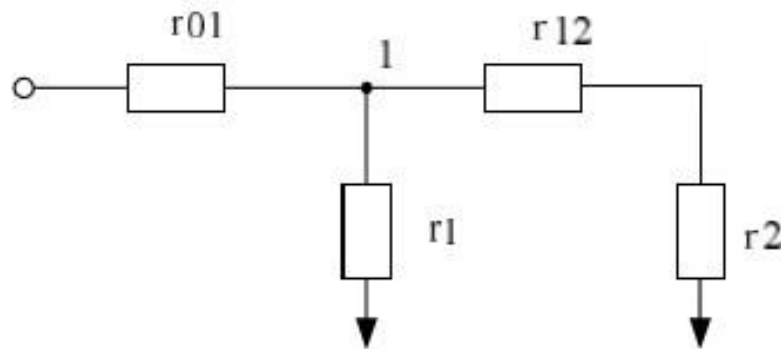


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений определяются по формулам:

$$R_{э1} = \left[1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}} \right] \cdot r_1, \quad (9.5)$$

$$R_{э2} = \left[1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}} \right] \cdot (r_{12} + r_2), \quad (9.6)$$

$$R_{э7} = \left[1 + \frac{0,034}{0,4833} \right] \cdot 0,95 = 1,016 \text{ Ом},$$

$$R_{э8} = \left[1 + \frac{0,034}{0,4833} \right] \cdot (0,95 + 0,034) = 1,053 \text{ Ом}.$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ТПП подключена высоковольтная БК, Q_{c1} , Мвар, определяется по формуле:

$$Q_c = Q_1 + \Delta Q_T + (z / R_э). \quad (9.7)$$

$$z = (\lambda - 3_{1.Г.КН}) / (2 \cdot a \cdot C_0),$$

где λ – коэффициент Лагранжа, $\lambda = 3_{10}$.

$$z = (144\,417,7 - 288\,835,3) / (2 \cdot 10 \cdot 19\,112,79) = -0,378 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Оптимальная реактивная мощность определяется по формуле (9.7):

$$Q_c = 2,379 + 0,156 - ((0,378 \cdot 10^{-3}) / 0,183) = 0,47 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.7) сведены в таблицу 9.3. При $Q_c < 0$ Мвар, то принимается $Q_c = 0$ Мвар.

Таблица 9.3 – Расчет мощности БК[36]

ТП	r ₁	Q _c , Мвар		Q _{кy} , квар	Q _{кy} +Q _c , квар	Тип принятой станд.БК	Q _{ст} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	0,91	0,33	0	0	0	-	-
ТП-2	1,41	0,33	0	0	0	УКРМ-58-04-150-25	150
ТП-3	1,04	0	0	0	0	-	-
ТП-4	1,03	-0,14	0	0	0	-	-
ТП-5	0,44	0,06	0	0	0	-	-
ТП-6	0,91	0,59	0	0	0	-	-
ТП-7	0,92	0,28	0,28	0	279,73	УКРМ-58-0,4-300-25	300
ТП-8	0,96	0,29	0,29	0	293,63	УКРМ-58-0,4-300-25	300
ТП-9	1,06	0,27	0,27	0,27	266,86	УКРМ-58-0,4-275-25	275
ТП-10	1,12	0,29	0	0	0	-	-
ТП-11	1,07	0,16	0,12	643,04	763,04	УКРМ- 58-0,4-1000-50	1000
ТП-12	1,08	0,51	0,51	643,04	1 153,04	УКРМ- 58-0,4-1000-50	1000
ТП-13	1,10	0,51	0,51	643,04	1 153,04	УКРМ- 58-0,4-1000-50	1000
ТП-14	1,02	0,10	0,00	0,00	0,00	-	-
ТП-15	1,05	0,12	0,00	0,00	0,00	-	-
ТП-16	0,41	0,78	0,00	0,00	0,00	-	-
ИТОГО:	-	-	2,92	1943	4055	-	4025

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к 3 и 4СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ:

$$Q_0 = \sum(Q_1 + \Delta Q_T) + (\Delta Q_T^{ГПП} / 2) - \sum Q_c - (Q_{эс} / 2),$$

где $\Delta Q_T^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, вар.

$$Q_0 = (10\,493,6 + 988,335) + (2666,2 / 2) - 971,95 - (16\,731 / 2) = 811,39 \text{ квар}.$$

Таким образом, требуется установка высоковольтной конденсаторной батареи на СШ 3 и СШ4.

Выбираем УКРМ-10,5-5400-450 [37].

Задача предприятия – обеспечить требуемое значение $\text{tg}\phi_э = 0,5$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП.

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП для 3 и 4 СШ, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, $\text{tg}\phi_p$, определяется по формуле:

$$\text{tg}\phi_{p3,4\text{сш}} = \frac{\left[\sum(Q_1 + \Delta Q_T) + \frac{\Delta Q_T^{\text{ГПП}}}{2} + \sum Q_{\text{КУ}} - \sum Q_{\text{ст.н}} - \sum Q_{\text{ст.в}} \right]}{P_p},$$

где $Q_{\text{КУ}}$ – мощность компенсирующих устройств (далее КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, вар;

$Q_{\text{ст.н}}$ – стандартная мощность низковольтных КУ, вар;

$Q_{\text{ст.в}}$ – мощность высоковольтных КУ, вар.

$$\text{tg}\phi_{p3,4\text{сш}} = \frac{\left[(10493,6 + 988,335) + \frac{2666,1}{2} + 1943 - 1025 - 5400 \right]}{0,5 \cdot 34079,5} = 0,49.$$

Для расчета компенсации реактивной мощности на 1 и 2 СШ необходимо учитывать следующие моменты:

– из-за низкого коэффициента мощности потребителей и резкопеременного характера нагрузки необходимо осуществлять компенсацию как постоянной, так и переменной составляющих реактивной мощности.

Компенсация постоянной составляющей необходима для улучшения $\cos\phi$ и для уменьшения отклонений напряжения в питающей сети.

Компенсация переменной составляющей реактивной мощности преследует цель уменьшения колебаний напряжения в питающей сети.

– из-за быстрых изменений потребляемой реактивной мощности необходимо применение быстродействующих КУ, способных изменять регулируемую реактивную мощность со скоростью, соответствующей скорости наброса и сброса потребляемой реактивной мощности.

Необходимое быстродействие таких КУ можно ориентировочно определить как $dQ/dt = 100 - 2000 \text{ MVar/c}$.

– из-за неравномерного потребления реактивной мощности по фазам необходимо и пофазное управление КУ;

– ограничивается применение батарей конденсаторов для компенсации постоянной составляющей реактивной мощности в сети с резкопеременной нагрузкой.

Это обусловлено наличием в сети высших гармоник тока и напряжения при работе линейных нагрузок. Высшие гармоники приводят к значительным перегрузкам батарей конденсаторов по току [2].

В связи с тем, что 1 и 2 СШ питают индукционные установки, требуется установка силовых фильтров высших гармоник. Выбираем фильтр типа Ф5-10-2400, согласно [3, таблица 2.32].

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

92

Резерв реактивной мощности, $Q_{рез\%}$, %, определяется по формуле:

$$Q_{рез\%} = [\sum(Q_{сд.м} - Q_{сд})] / Q_p,$$

$$Q_{рез\%} = [\sum(4870 - 72,4)] / 25172,06 = 19\%.$$

Резерв реактивной мощности должен составлять не менее 15÷20 % потребляемой предприятием реактивной мощности, может быть получен за счет недоиспользования мощности синхронных двигателей.

Выводы по разделу 9

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах ГПП. Отклонение расчетного значения $\text{tg}\varphi_p = 0,49$ от значения, заданного энергосистемой $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$ объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

10.1 Релейная защита трансформатора. Требования нормативных документов

Согласно [14] трансформаторы ТРДН – 32 000/110 – У1 должны быть защищены от следующих 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.

Перечень защит представлен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Перечень обязательных защит двухобмоточного трансформатора

Наименование защиты	Описание защиты
Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН	Используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления
Продольная дифференциальная токовая защита	Предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ, а также для чувствительной защиты от витковых замыканий всех обмоток
Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН и НН с возможностью пуска по напряжению	Резервирует основные защиты и защиты присоединений, отходящих от секций НН. Устанавливается на стороне ВН защищаемого трансформатора и на стороне НН в цепи каждого ответвления к выключателю низшего напряжения трансформатора. Комбинированный пусковой орган (включает ИО обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка
Защита от перегрузки (ЗП)	Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. Может устанавливаться со стороны ВН, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН – на сторонах НН1, НН2 Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

94

10.2 Расчет токов короткого замыкания

Для определения уставок и выбора релейной защиты трансформатора необходимо рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерной точке СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого 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 расчёта токов КЗ представлена на рисунке 10.1.

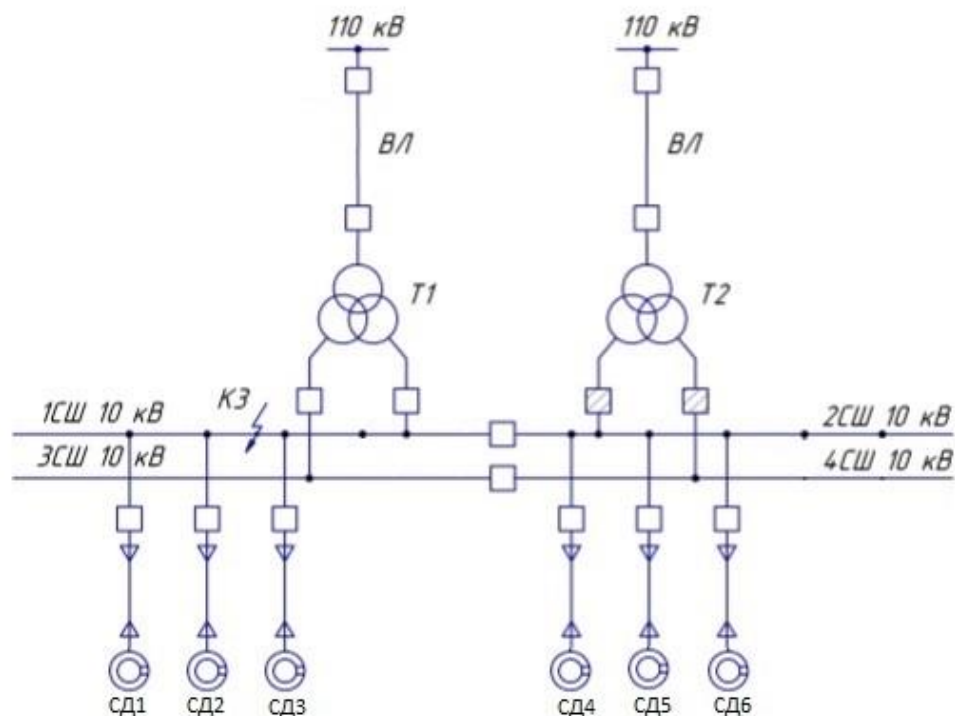


Рисунок 10.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в точке КЗ.

При определении токов КЗ в точке КЗ следует учитывать подпитку отвысоковольтных двигателей, подключенные только к обеим секциям.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия составляется схема замещения (рисунок 10.2).

Параметры схемы замещения определяются при $S_6 = 32$ МВА; за базисное принимается напряжение той ступени, на которой произошло КЗ.

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

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

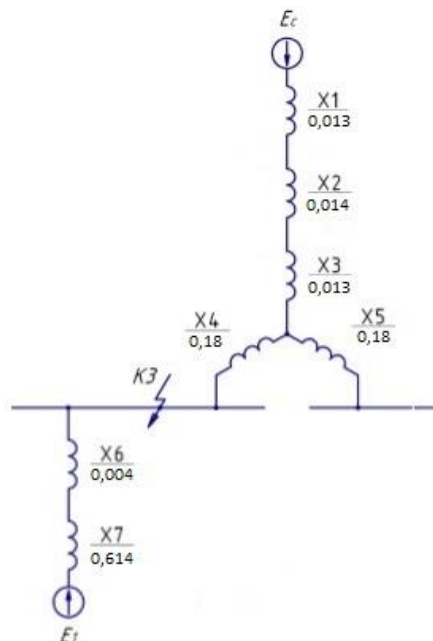


Рисунок 10.2 – Схема замещения

Параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6 = 32$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание:

Сопротивление системы, X_c , о.е., определяется по формуле:

$$X_1 = X_c = S_6 / S_c,$$

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

$$X_1 = X_c = 32 / 2400 = 0,013.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ), $X_{л}$, о.е., определяется по формуле:

$$X_2 = X_{л} = X_{0\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot (S_6 / U_{\text{ср1}}^2),$$

где $X_{0\text{ВЛ}}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км.

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина ВЛ, км;

$U_{\text{ср1}}$ – среднее напряжение ВЛ, кВ.

$$X_2 = X_{л} = 0,44 \cdot 13,5 \cdot (32 / 115^2) = 0,014.$$

Сопротивление трансформатора ГПП, X_T , о.е., определяется по формуле:

$$X_T = (U_{\text{кз}} / 100) \cdot (S_6 / S_{\text{н.т}}),$$

где $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, %;

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

$$X_T = (10,5 / 100) \cdot (32 / 32) = 0,105.$$

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

97

Сопротивление обмотки высокого напряжения, X_3 , о.е., определяется по формуле:

$$X_3 = 0,125 \cdot X_T;$$

$$X_3 = 0,125 \cdot 0,105 = 0,013.$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения, X_4 , X_5 , о.е., определяется по формуле:

$$X_4 = X_5 = 1,75 \cdot X_T;$$

$$X_4 = X_5 = 1,75 \cdot 0,105 = 0,18.$$

Сопротивление кабельной линии, $X_{кл}$, о.е., определяется по формуле:

$$x_{кл} = x_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot X_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_б}{U_{ср2}^2},$$

где $n_{кл}$ – число параллельных кабельных линий, шт.;

$X_{0кл}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$ – длина КЛ, км;

$U_{ср2}$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_{кл} = x_6 = \frac{1}{n_{кл}} \cdot 0,08 \cdot 0,2 \cdot \frac{25}{10,5^2} = 0,0046.$$

Сопротивление синхронных двигателей, $X_д$, о.е., определяется по формуле:

$$x_д = x_7 = \frac{1}{n_д} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_б \cdot \cos\phi \cdot \eta}{P_д},$$

где $n_д$ – количество двигателей, шт.;

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

$P_д$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_д = x_7 = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{32 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{1250} = 0,614.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке КЗ приведем схему замещения (рис. 10.2) к виду рисунка 10.3.

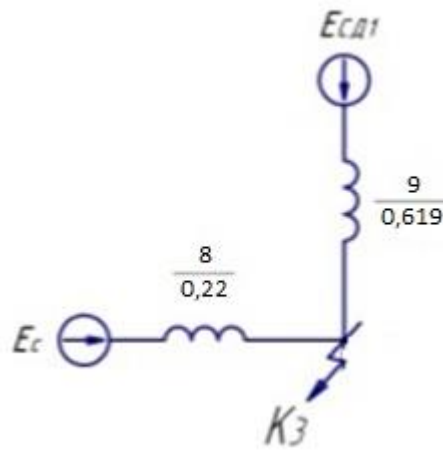


Рисунок 10.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке КЗ

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 10.3, определяются по выражениям:

$$X_8 = X_1 + X_2 + X_3 + X_4;$$

$$X_8 = 0,013 + 0,014 + 0,013 + 0,18 = 0,22.$$

$$X_9 = X_6 + X_7;$$

$$X_9 = 0,0046 + 0,614 = 0,619.$$

Базисный ток, I_6 , кА, определяется по формуле:

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

$$I_6 = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,7 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви, определяются по формулам:

$$I_c = \frac{E_c}{X_8} \cdot I_6,$$

$$I_c = \frac{1}{0,22} \cdot 1,7 = 7,84 \text{ кА.}$$

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

$$I_{сд} = \frac{E_c}{X_9} \cdot I_6,$$

$$I_{сд} = \frac{E_c}{0,619} \cdot 1,7 = 2,85 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К3, $I_{кз3/0/}$, кА, определяется по формуле:

$$I_{кз3/0/} = I_c + I_{сд};$$

$$I_{кз3/0/} = 7,84 + 2,85 = 10,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания, $I_{уд}$, кА, определяется по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз3/0/},$$

где K_y – ударный коэффициент, согласно [3, таблица 2.45].

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 10,7 = 28,9 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К3, $S_{кз3}$, МВА, определяется по формуле:

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{кз3/0/};$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,7 = 194,18 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К3, $I^{(2)}_{кз3}$, кА, определяется по формуле:

$$I^{(2)}_{кз3} = S_{кз3} / (2 \cdot U_{ср});$$

$$I^{(2)}_{кз3} = 194,18 / (2 \cdot 10,5) = 9,25 \text{ кА.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	$U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$I_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К3	10,5	10,7	28,9	194,18

10.3 Выбор защит

Для защиты трансформатора ТРДН – 32 000/110/10/10 выбирается шкаф типа ШЭ2607 152 (далее шкаф). Шкаф содержит терминал БЭ2704V041 (далее терминал), который реализует функции основных и резервных защит трансформатора и состоит из двух комплектов [38, 39]:

Первый комплект реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- токовую защиту нулевой последовательности со стороны ВН; – максимальные токовые защиты со всех сторон (МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2) с комбинированным пуском по напряжению сторон НН1 и/или НН2 (МТЗ НН1(НН2) выполняется двухступенчатой);
- защиту от перегрузки со всех сторон;
- реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междупазного напряжения для блокировки РПН;
- реле максимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- устройство резервирования при отказе выключателя со стороны ВН.

Кроме того, первый комплект обеспечивает прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора;
- газовой защиты устройства РПН трансформатора;
- датчиков повышения температуры масла;
- датчиков понижения и повышения уровня масла;
- неисправности цепей охлаждения.

Второй комплект обеспечивает прием отключающих сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, устройства РПН и действует на отключение через две группы отключающих реле.

Шкаф может применяться для защиты трехобмоточных трансформаторов с двумя секциями шин на стороне НН, а также трехобмоточных и двухобмоточных трансформаторов мощностью от 10 МВА и выше.

10.3.1 Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

На сегодняшний день в большинстве микропроцессорных защит реализована функция продольной дифференциальной защиты с торможением.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101

В защитах НПП «ЭКРА» реализованы функции ДТЗ Т, ошиновки НН Т, которые выполнены пофазными и содержат чувствительный токовый орган с тормозной характеристикой и дифференциальную отсечку.

Для ДТЗ Т выбираются параметры срабатывания:

- ток срабатывания ДТЗ ($I_{Д.0}$);
- ток начала торможения ДТЗ ($I_{Т.0}$);
- ток торможения блокировки ДТЗ ($I_{Т.БЛ}$);
- коэффициент торможения ДТЗ (K_T);
- уровень блокировки по 2-й гармонике ДТЗ ($K_{БЛ.2}$);
- ток срабатывания дифференциальной отсечки ($I_{ОТС}$).

Для дальнейших расчетов необходимо выбрать трансформаторы тока.

Номинальный ток силового трансформатора на стороне ВН, $I_{Т.Н}^{ВН}$, А, определяется по формуле:

$$I_{Т.Н}^{ВН} = S_{Т.Н} / (\sqrt{3} \cdot U_{ср1});$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = 32 \cdot 10^6 / (\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3) = 160,84 \text{ А.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-300-0,5/10Р [29], с номинальным первичным током в 300 А, вторичным – 5 А.

Номинальный ток силового трансформатора на стороне НН, $I_{Т.Н}^{НН}$, А, определяется по формуле:

$$I_{Т.Н}^{НН} = S_{Т.Н} / (\sqrt{3} \cdot U_{ср1});$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = 32 \cdot 10^6 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3) = 1761,63 \text{ А.}$$

На стороне НН принимаем к установке ТТ типа ТЛК-10-2000-0,5/10Р [40], с номинальным первичным током в 2000 А, вторичным – 5 А.

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН, $K_{ТТ.стор}^{ВН}$, определяется по формуле:

$$K_{ТТ.стор}^{ВН} = I_{1Н}^{ВН} / I_{2Н}^{ВН};$$

$$K_{ТТ.стор}^{ВН} = 300 / 5 = 60.$$

Коэффициент трансформации ТТ на стороне НН, $K_{ТТ.стор}^{НН}$, определяется по формуле:

$$K_{ТТ.стор}^{НН} = I_{1Н}^{НН} / I_{2Н}^{НН};$$

$$K_{ТТ.стор}^{НН} = 2000 / 5 = 400.$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

Для определения пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов требуется выполнить следующее условие:

$$0,1 \cdot I_{Т.н.стор} < I_{ном.ТТ}^{перв} < 2,5 \cdot I_{Т.н.стор};$$

На стороне 110 кВ:

$$0,1 \cdot 160,84 < 300 < 2,5 \cdot 160,84 \text{ А} \\ 16,084 < 300 < 402,1 \text{ А}$$

На стороне 10 кВ:

$$0,1 \cdot 1761,63 < 2000 < 2,5 \cdot 1761,63 \text{ А} \\ 176,163 < 2000 < 4404,075 \text{ А}$$

Условие выполнено.

Ток начала торможения ДТЗ, $I_{Т.0}$, задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,60 до 1,00 от $I_{БАЗ}$ с шагом 0,01.

Ток начала торможения ДТЗ, $I_{Т.0}$, рекомендуется принимать равным $I_{Т.0} = 1,0$. Минимальный ток срабатывания ДТЗ, $I_{Д.0}$, о.е., определяется по формуле:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (10.1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, может быть принят из диапазона 1,1 – 1,3;

$I_{нб.расч}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах.

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}, \quad (10.2)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимается 2,0 согласно [39];

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается 1,0 согласно [39];

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме соответствующем установившемуся КЗ, принимается 0,1.

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принимается 0,02.

$$\Delta U_{РПН} = |\Delta U_{РПН.маx} - \Delta U_{РПН.миn}| / (2 \cdot 100\%);$$

$$\Delta U_{РПН} = |(+16\%) - (-16\%)| / (2 \cdot 100\%) = 0,16$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

Относительный ток небаланса определяется по формуле (10.2):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 = 0,38;$$

Минимальный ток срабатывания определяется по формуле (10.1):

$$I_{\text{Д.0}} \geq 1,2 \cdot 0,38 = 0,456$$

Принимаем $I_{\text{Д.0}} = 0,5$.

Ток торможения блокировки определяет переключение характеристики срабатывания ДТЗ с наклонного участка на вертикальный:

– если $I'_1 \geq I_{\text{Т.БЛ}}$ и $I'_2 \geq I_{\text{Т.БЛ}}$ – ДТЗ блокируется;

– если $I'_1 < I_{\text{Т.БЛ}}$ и $I'_2 < I_{\text{Т.БЛ}}$ – наклон характеристики срабатывания определяется коэффициентом торможения.

Ток торможения блокировки, $I_{\text{Т.БЛ}}$, о.е., определяется по формуле:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{пред.нагр}} \cdot \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{I_{\text{баз.стор}}} \cdot \frac{K_{\text{сх.ТТ.стор}}}{K_{\text{ТТ.стор}}} \quad (10.3)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимается 1,1;

$K_{\text{пред.нагр}}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается 1,8 согласно [39];

$I_{\text{ном.нагр}}$ – максимально возможный сквозной ток нагрузки трансформатора;

$I_{\text{баз.стор}}$ – базисный ток соответствующей стороны трансформатора;

$K_{\text{сх.ТТ.стор}}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ, соответствующей стороны, принимается 1 согласно [39].

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{K_{\text{сх.ТТ.стор}} \cdot K_{\text{АТ.стор}}}{K_{\text{ТТ.стор}}} \cdot I_{\text{стор.т.н.}}$$

где $K_{\text{сх.ТТ.стор}}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ (для ТТ со схемой Y – принимается 1,0; $\Delta - \sqrt{3}$);

$K_{\text{АТ.стор}}$ – коэффициент трансформации внешнего выравнивающего трансформатора; при первоначальном расчете принимается 1,0.

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{1 \cdot 1}{60} \cdot 160,84 = 2,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.НН}} = \frac{1 \cdot 1}{400} \cdot 1761,63 = 4,4 \text{ А}.$$

Ток торможения блокировки определяется по формуле (10.3):

$$I_{\text{Т.БЛ}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{160,84}{2,7} \cdot \frac{1}{60} = 1,29.$$

Принимаем $I_{\text{Т.БЛ}} = 1,3$.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДЗТ от внешних КЗ.

Коэффициент торможения, $K_{\text{Т}}$, определяется по формуле:

$$K_{\text{Т}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} \cdot I_{\text{СКВ}}^* - I_{\text{Д.0}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т.0}}}, \quad (10.4)$$

где $I_{\text{Т}}$ – расчетный тормозной ток.

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

104

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ}^* \cdot (I_{СКВ}^* - I_{НБ.РАСЧ} \cdot I_{СКВ}^*) \cdot \cos\beta}, \quad (10.5)$$

где $I_{СКВ}^*$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ;
 $\beta = 180 - \alpha$, α – угол между векторами токов $I_{СКВ}^*$ и $(I_{СКВ} - I_{НБ.РАСЧ})$. В расчетах может быть принят $\beta = (10 \div 20)^\circ$, принимаем 15° .

$$I_{СКВ}^* = \frac{I_{КЗ.Ме.стор}}{I_{Баз.стор}} \cdot \frac{K_{СХ.ГТ.стор}}{K_{ГТ.стор}}, \quad (10.6)$$

где $I_{КЗ.Ме.стор}$ – ток внешнего металлического КЗ.

$$I_{КЗ.Ме.ВН} = U_c / (\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{тр}));$$

$$I_{КЗ.Ме.ВН} = (110 \cdot 10^3) / (\sqrt{3} \cdot (0,5 + 39,7)) = 1\,581,6 \text{ А.}$$

Максимальное значение тока определяется по формуле (10.6):

$$I_{СКВ}^* = \frac{1581,6}{2,7} \cdot \frac{1}{60} = 9,76.$$

Расчетный тормозной ток определяется по формуле (10.5):

$$I_T = \sqrt{9,76 \cdot (9,76 - 0,38 \cdot 9,76) \cdot \cos 15^\circ} = 7,5.$$

Коэффициент торможения определяется по формуле (10.4):

$$K_T \geq \frac{1,1 \cdot 0,38 \cdot 9,76 - 0,456}{7,5 - 1} = 0,56.$$

Принимаем $K_T = 0,6$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться из условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{отс} \geq 1,5$;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{СКВ}^* \cdot (K_{ПЕР}^* \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР})$$

где $K_{ПЕР}^*$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимаем 3,0.

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 9,76 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 7$$

Принимаем $I_{отс} = 7,0$.

Уровень блокировки по 2-ой гармонике

Дополнительно для предотвращения ложной работы ДТЗ Т при бросках тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжением, а также для обеспечения не действия защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты – $I_{Д.100Гц} / I_{Д.50Гц}$.

По опыту эксплуатации рекомендуется уставку по уровню блокировки по второй гармонике для защит трансформаторов выбирать на уровне 10%, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 15%.

Принимаем $K_{2БЛ} = 0,10$.

На рисунке 10.4 представлена характеристика срабатывания, построенная по рассчитанным уставкам.

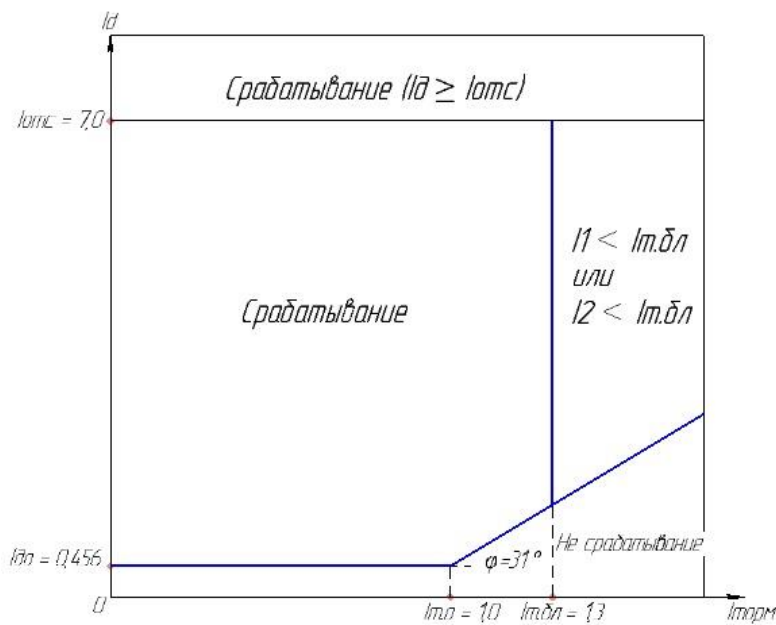


Рисунок 10.4 – Характеристика срабатывания ДТЗ

10.3.2 Защита от перегруза трансформатора

Для защиты трансформатора от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора), предусматривается защита от перегрузки. Защита от перегрузки устанавливается только со стороны питания – ВН. Защита от перегрузки срабатывает в случае превышения фазным током (фазы А) заданного тока срабатывания $I_{с.з}$ с выдержкой времени $t_{с.з}$.

Выбираются следующие параметры срабатывания:

- ток срабатывания ЗП на стороне ВН;

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

106

– время срабатывания ЗП.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
						107
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора.

Первичный ток, $I_{зп.стор}$, А, определяется по формуле:

$$I_{зп.стор} = \frac{I_{т.н.стор}}{K_{тт.стор}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_B},$$

где $I_{т.н.стор}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, рассчитан ранее;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки ЗП, принимается 1,05;

K_B – коэффициент возврата, принимается 0,9.

$$I_{зп.ВН} = \frac{160,84}{60} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 3,13 \text{ А};$$

$$I_{зп.НН} = \frac{1761,63}{400} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 5,14 \text{ А}.$$

В шкафах защиты ШЭ2607 152 токи срабатывания задаются во вторичных величинах в амперах из диапазона от 0,10 до 100,00 с шагом 0,01. По умолчанию все указанные токи срабатывания устанавливаются в положение 10,00 А.

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета и диапазона от 9,00 до 10,00 с.

В шкафах защиты ШЭ2607 152 данная выдержка задается в секундах из диапазона от 0,05 до 27,00 с шагом 0,01. По умолчанию выдержка времени принимается равной 27,00 с.

10.3.3 Максимальная токовая защита

В термине предусматривены МТЗ на сторонах ВН, СН, НН1 и НН2 трансформатора. В зависимости от вида защищаемого трансформатора, МТЗ СН, МТЗ НН1, и МТЗ НН2 могут быть выведены из действия с помощью оперативных ключей на двери шкафа.

Первичный ток срабатывания МТЗ ВН, $I_{с.з}^{ВН}$, А, определяется из условия:

$$I_{с.з}^{ВН} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{раб.мах}, \quad (10.7)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается 1,2;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки, принимаем 2,0;

K_B – коэффициент возврата, принимается 0,9;

$I_{раб.мах}$ – рабочий максимальный ток, А.

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{K_3 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (10.8)$$

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{ВН}} = \frac{1,2 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 202,1 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания для стороны 110 кВ определяется по формуле (10.7):

$$I_{\text{с.з}}^{\text{ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,9} \cdot 202,1 = 538,93 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{с.з}}^{\text{ВН}} = 539 \text{ А.}$

Рабочий максимальный ток для стороны 10 кВ определяется по формуле (10.8):

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{НН}} = \frac{1,2 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1109,85 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания для стороны 10 кВ определяется по формуле (10.7):

$$I_{\text{с.з}}^{\text{НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,9} \cdot 1109,85 = 2959,6 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{с.з}}^{\text{НН}} = 2960 \text{ А.}$

Ток срабатывания МТЗ ВН, согласованный с НН, $I_{\text{с.з}}^{\text{согл}}$, А, определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з}}^{\text{согл}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{с.з}}^{\text{НН}}, \quad (10.9)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимается 1,1;

$K_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование, принимается 1,0;

$I_{\text{с.з.пред}}$ – ток срабатывания защиты предыдущего элемента, с защитой которого производится согласование.

МТЗ ВН должна быть согласована с МТЗ НН защищаемого трансформатора.

Согласно [39] известно, что:

$$- I_{\text{сз.вн.пред.вн}} = 480 \text{ А}$$

$$- I_{\text{сз.нн.пред}} = 6200 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз.вн.пред.нн}} = (I_{\text{сз.нн.пред}} \cdot U_2) / U_1;$$

$$I_{\text{сз.вн.пред.нн}} = (6200 \cdot 10,5) / 115 = 566,09 \text{ А;}$$

$$I_{\text{сз.вн.пред}} = \max (I_{\text{сз.вн.пред.стор}});$$

$$I_{\text{сз.вн.пред}} = 566,09 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

Согласованный ток срабатывания определяется по формуле (10.9):

$$I_{с.з}^{согл\ BH} = 1,1 \cdot 1 \cdot 480 = 528 \text{ А};$$
$$I_{с.з}^{согл\ HH} = 1,1 \cdot 1 \cdot 6200 = 6820 \text{ А}.$$

Значения токов срабатывания МТЗ сторон трансформатора выбираются наибольшими из значений, рассчитанных по выражениям (10.7) и (10.9).

Принимаем:

$$I_{с.з}^{BH} = 539 \text{ А};$$

$$I_{с.з}^{HH} = 6820 \text{ А}.$$

Для МТЗ с пуском и без пуска по напряжению должен быть обеспечен коэффициент чувствительности не менее 1,5 при выполнении функции основной защиты.

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{ч} = I_{кз.min} / I_{уст},$$

где $I_{кз.min}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{уст}$ – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{ч}^{BH} = \left(\frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (0,5 + 39,7)} \right) / 539 = 3,07;$$

$$K_{ч}^{HH} = (10,7 \cdot 10^3) / (6,82 \cdot 10^3) = 1,57.$$

Выбор времен

Первая выдержка времени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5 \text{ с}$) больше максимальной выдержки времени защиты на секционном выключателе НН (действие на отключение выключателя НН).

Вторая выдержка времени защиты принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5 \text{ с}$) больше первой (действие на отключение трансформатора).

10.3.4 Газовая защита

Газовая защита используется в качестве основной чувствительной защиты от замыканий внутри кожуха защищаемого трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла.

Основным достоинством газовой защиты являются – простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от степени повреждения.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

Требования к микропроцессорным устройствам таковы, что они должны обеспечивать отключение и/или действие на сигнализацию от газовых защит защищаемого силового оборудования, газовых защит устройства РПН (в том числе от струйного реле защиты РПН, защиты контактора РПН), линейного добавочного трансформатора и его устройства РПН, от технологических защит трансформатора и АТ. Также микропроцессорные устройства должны обеспечивать прием сигналов от различных датчиков, таких, как повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

В шкафах защиты трансформатора и автотрансформатора обеспечивается прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ);
- газовой защиты устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН).

Газовая защита трансформатора ТРДН – 32 000/110 – У1 выполнена на основе газового реле РГТ–80 и цифрового терминала БЭ2704V041.

Схема логической защиты представлена на рисунке 10.5.

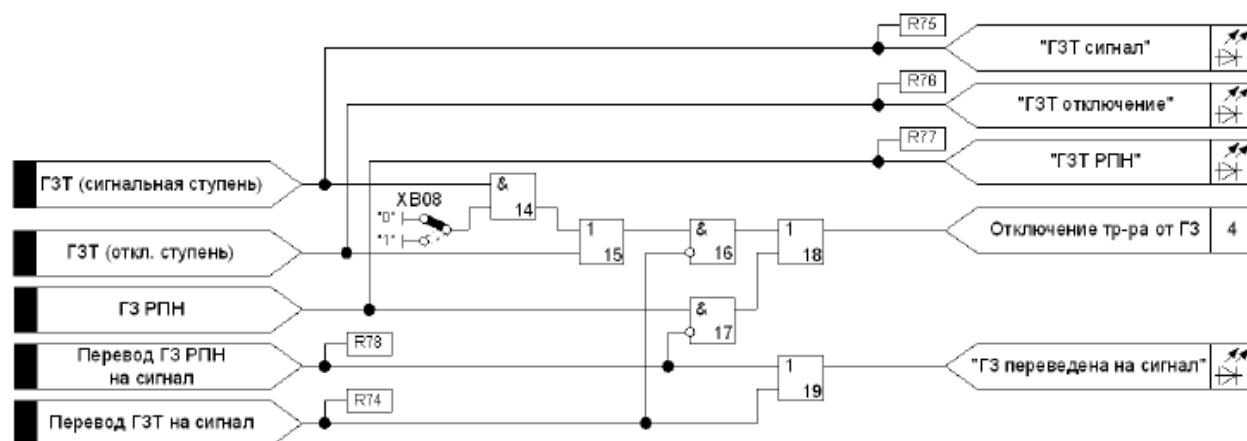


Рисунок 10.5 – Схема логики газовой защиты

Выводы по разделу 10

В разделе были рассчитаны уставки защит, выбраны параметры срабатывания ДТЗ, МТЗ и защиты от перегрузки, а также выбрано газовое реле для защиты трансформатора.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

При компоновке подстанции учитывались такие факторы как: направление подходящих к ОРУ воздушных и кабельных линий, расположение подъездных дорог к подстанции и необходимость доставки по ним оборудования, климатические условия, рельеф и геология местности, состояние окружающей среды (степень ее загрязнения).

Планировка площадки ОРУ выполнялась с уклоном для отвода ливневых вод. Поля в каналах имеют уклон 0,5 % в сторону ливневой канализации.

Портальные конструкции для подвески ошиновки выполнены из сборного железобетона. Опоры под оборудование выполнены из унифицированных железобетонных стоек и свай с металлическими конструкциями сверху для крепления аппаратов.

Внешнее ограждение служит препятствием для проникновения на территорию посторонних лиц и имеет высоту 2,0 м. Внутреннее ограждение служит для выделения зоны ОРУ, находящиеся под высоким напряжением, и имеет высоту 1,6 м.

Обоснование месторасположения ГПП.

При выборе расположения ГПП учитывались следующие факторы:

- максимальное приближение к центру электрических нагрузок;
- ветровой напор не должен быть направлен на ГПП с загрязняющих цехов;
- возможность подвода питающей воздушной линии от энергосистемы;
- граница санитарных разрывов вдоль трассы ВЛ с горизонтальным расположением проводов составляет 20 м в каждую сторону, считая от крайней точки ВЛ;
- близкое расположение автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров, необходимой грузоподъемности;
- близкое расположение подъездных железнодорожных путей на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов;
- допустимое расстояние от ОРУ до зданий промышленного назначения составляет 50 м.

Основные габариты и размеры, обеспечивающие безопасность работ.

Изоляционные расстояния ОРУ.

Согласно [14, гл 4.2] наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ – 110 кВ представлены в [14, таблица 4.2.5], поясняющие чертежи согласно [14, рис.4.2.3 – 4.2.12]. Изоляционные расстояния представлены на чертеже.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

Требования при установке трансформаторов.

Трансформаторы установлены на фундамент непосредственно днищем с креплением к закладным элементам фундамента для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях [14, п. 20.2.4].

Минимальное расстояние в свету между рядом установленными трансформаторами составляет более 1,25 м. Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли. Трансформаторы снабжаются стационарной лестницей для выполнения осмотров и ремонтных работ.

Трансформаторами предусматриваются маслоприемники с отводом масла в подземный бак (маслосборник), расположенный на у выезда с подстанции.

Маслоприемники под трансформаторами засыпаны гравием.

Технологические проезды.

Для подстанции предусматривается подъездная дорога для связи с общей сетью автомобильных дорог, а также внутриплощадочные автомобильные дороги, согласно [14, п.14.3.3].

Внутриплощадочные автомобильные дороги имеют ширину проезжей части 4,5 м.

Автомобильные дороги являются также и пожарными проездами [41, п.14.3.3].

Покрытие площадки ОРУ предусматривается щебеночным, толщиной 0,40 м.

На всем оборудовании ОРУ и ЗРУ предусматриваются надписи, мнемосхемы и предупреждающие плакаты.

Правила окраски токоведущих частей.

Согласно [14] окраска токоведущих частей соответствует цветам:

- фаза А: желтый;
- фаза В: зеленый;
- фаза С: красный.

Заземление – чередующиеся поперечные наклонные полосы одинаковой ширины желтого и зеленого цветов.

Перечень защитных средств, необходимых на ГПП.

Согласно [42] защитные средства делятся на основные и дополнительные; к основным изолирующим электрозащитным средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля и т.п.);
- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (кроме штанг для переноса и выравнивания потенциала).

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

К дополнительным изолирующим электробезопасным средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки и боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки и накладки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала;
- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

К основным изолирующим электробезопасным средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной изолирующий инструмент.

На подстанции имеются следующие средства защиты:

- изолирующая штанга (2 шт. на напряжение 110 кВ; 2 шт. на напряжение 10 кВ);
- изолирующие клещи (1 шт. на напряжение 110 кВ; 1 шт. на напряжение 10 кВ);
- указатели напряжения (2 шт. на напряжение 110 кВ; 2 шт. на напряжение 10 кВ);
- диэлектрические перчатки (2 пары), боты (1 пара);
- диэлектрические ковры (10 шт.);
- защитные ограждения: щиты (2 шт.);
- переносные заземления (2 шт. на напряжение 110 кВ; 2 шт. на напряжение 10 кВ);
- плакаты и знаки безопасности (3 компл.);
- лестницы приставные и стремянки изолирующие стеклопластиковые.

Средства индивидуальной защиты, применяемые на подстанции, включают в себя:

- средства защиты головы: каски защитные;
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- средства защиты рук (рукавицы);
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты страховочные);
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги).

Требования к устройству дверей.

Распределительное устройство выполняется комплектным.

Все ячейки КРУ имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включенном выключателе. ЗРУ расположено в отдельном здании, имеет 2 выхода, расположенных с противоположных сторон здания.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		114

Входные наружные двери в ЗРУ выполнены металлическими и оборудованы внутренними замками, согласно [14, п.18.3].

Кабели вводятся в ЗРУ через кабельный полуэтаж, обшитый металлическими панелями; имеет вход в южной стороны, запирающийся на замок. Проемы в полу, через которые проходят кабели, заделываются асбестом; вентиляционные отверстия закрываются густыми металлическими сетками.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения открываются одним и тем же ключом.

11.2 Электробезопасность

Блокировка разъединителей с выключателями и заземляющими ножами.

Схемы оперативной блокировки выполнены с учетом следующих условий, согласно [14, п.8]:

– разъединители имеют механическую и электромагнитную блокировку со своими заземлителями;

– питание цепей устройств оперативной блокировки осуществляется от сети собственных нужд переменного тока напряжением 220 В через выпрямительные устройства;

– при двух рабочих системах шин оперативная блокировка разрешает включение и отключение одного шинного разъединителя при включенном другом шинном разъединителе данного присоединения и включенных шиносоединительном выключателе и его разъединителях;

– схема оперативной блокировки выполнена с учетом требования установки двух заземлителей на каждой секции (системе) шин;

– в приводе разъединителя предусмотрена возможность механического разблокирования замка при помощи специального ключа.

Расчет заземляющего устройства.

Для расчета заземляющего устройства необходимо рассчитать ток однофазного замыкания на землю.

Схема для расчета представлена на рисунке 11.1.

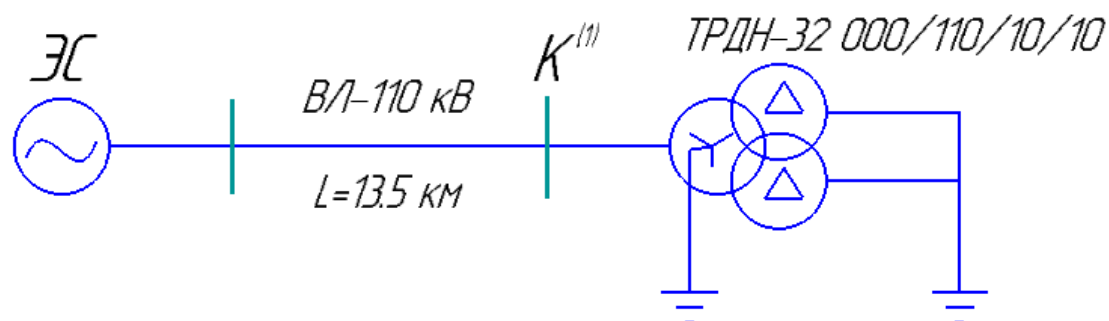


Рисунок 11.1 – Расчетная схема для расчета однофазного КЗ

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

115

Расчетный ток однофазного КЗ на землю, $I_{\text{к}}^{(1)}$, кА, определяется по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3 \cdot S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot x_{\text{э}}}, \quad (11.1)$$

где $S_{\text{б}}$ – базисная мощность ($S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);
 $U_{\text{б}}$ – базисное напряжение ($U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}$);
 $x_{\text{э}}$ – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление, $x_{\text{э}}$, определяется по формуле:

$$x_{\text{э}} = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}, \quad (11.2)$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;
 $x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);
 $x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_{\text{с}} = 0,417;$$

$$x_{\text{л}} = 0,45.$$

Схема для расчета сопротивления прямой и обратной последовательности представлена на рисунке 11.12.

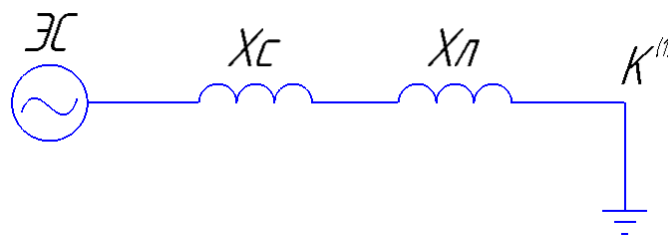


Рисунок 11.2 – Схема замещения для расчета однофазного КЗ

Для расчета сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения, рисунок 11.13.

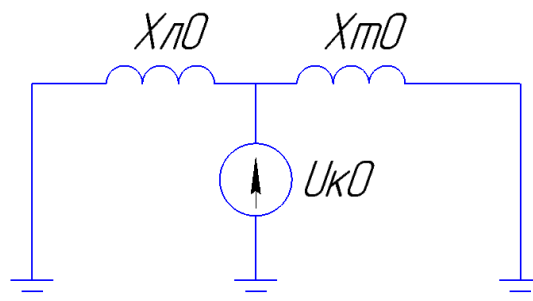


Рисунок 11.3 – Схема замещения для расчета сопротивления нулевой последовательности

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

116

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом, $x_{л0}$, определяется по формуле:

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л};$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,45 = 2,7.$$

Сопротивление трансформатора, $x_{т0}$, определяется по формуле:

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k \cdot S_б}{100 \cdot S_{Н.Т}};$$

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 6,07.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности, $x_{0\Sigma}$, определяется по формуле:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{л0} \cdot x_{т0}}{x_{л0} + x_{т0}}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{2,7 \cdot 6,07}{2,7 + 6,07} = 1,87$$

Эквивалентное сопротивление определяется по формуле (11.2):

$$x_{\Sigma} = 0,64 + 0,64 + 1,87 = 3,15$$

Расчетный ток однофазного КЗ определяется по формуле (11.1):

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,15} = 4,79 \cdot \text{кА}.$$

Наибольший ток через заземление при замыкании на землю со стороны 110 кВ – 4,79 кА.

Грунт в месте сооружения подстанции – супесь. Площадь территории подстанции: $S = 70,3 \times 60,0 = 4\,218,0 \text{ м}^2$, согласно конструктивного чертежа.

В качестве вертикальных заземлителей принимаем стальные стержни диаметром 16 мм и длиной $l_3 = 3 \text{ м}$, которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагают на глубине $h = 0,7 \text{ м}$ от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды типа – полоса $40 \times 40 \text{ мм}^2$ из той же стали, что и вертикальные электроды.

Согласно [14, п.1.7.101] сопротивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1 кВ не должно быть больше 4 Ом. За расчетное заземление принимаем $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		117

Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей – по периметру с расстоянием между вертикальными электродами 5 м.

Сопротивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принимается равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства $R_{и} = R_{з} = 4 \text{ Ом}$.

Расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей соответственно, $\rho_{р.г}$, $\rho_{р.в}$, Ом·м, определяются по формуле, согласно [2, стр.300]:

$$\rho_{р.г} = \rho_{уд} \cdot K_{п.г},$$

$$\rho_{р.в} = \rho_{уд} \cdot K_{п.в},$$

где $\rho_{уд}$ – удельное сопротивление грунта, согласно [7, табл.8-1];

$K_{п.г}$, $K_{п.в}$ – повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов, согласно [7, табл.8-2].

$$\rho_{р.г} = 300 \cdot 2 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{р.в} = 300 \cdot 1,4 = 420 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа, $R_{о.в.э}$, Ом, определяется по формуле:

$$R_{о.в.э} = \frac{\rho_{р.в}}{2\pi l} \cdot \left[\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{(4t+1)}{(4t-1)} \right],$$

где t – расстояние от поверхности земли до середины электрода, согласно [2, табл.12.1].

$$R_{о.в.э} = \frac{420}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 3}{0,015} + \frac{1}{2} \ln \frac{(4 \cdot 2,2 + 1)}{(4 \cdot 2,2 - 1)} \right] = 141,72 \cdot \text{Ом}.$$

Примерное число вертикальных заземлителей, N , шт, определяется по формуле, согласно [2, стр.300]:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{и.в} \cdot R_{и}},$$

где $K_{и.в} = 0.65$, предварительно принятый коэффициент использования, согласно [табл.1.3].

$$N = \frac{141,72}{0,49 \cdot 4} = 54,5 \approx 55 \text{ шт}.$$

Расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов, $R_{p.г.э}$, Ом, определяется по формуле, согласно [2, стр.301]:

$$R_{p.г.э} = \frac{\rho_{p.г}}{K_{и.г} \cdot 2\pi \cdot P} \cdot \left(\ln \frac{P^2}{d \cdot t}\right),$$

где $K_{и.г} = 0.26$, коэффициент использования горизонтальных соединительных электродов, согласно [7, табл.8-6];

P – периметр контура заземления, м.

$$R_{p.г.э} = \frac{600}{0,26 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 220} \cdot \left(\ln \frac{220^2}{0,015 \cdot 0,708}\right) = 5511,7 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных электродов (уточненное), $R_{в.э}$, Ом, определяется по формулесогласно [2, стр.301]:

$$R_{в.э} = \frac{R_{p.г.э} \cdot R_{и}}{R_{p.г.э} - R_{и}};$$

$$R_{в.э} = \frac{5511,7 \cdot 4}{5511,7 - 4} = 4,003 \cdot \text{Ом.}$$

Число вертикальных электродов (уточненное), N , определяется по формулесогласно [2, стр.301]:

$$N = \frac{R_{о.в.э}}{K_{и.в.у} \cdot R_{в.э}};$$

$$N = \frac{141,72}{0,418 \cdot 4,03} = 84,13.$$

Окончательно принимаем к установке 85 вертикальных электродов, расположенных по внутреннему периметру РУ.

Дополнительно к контуру на территории устраивается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 6 м. Дополнительно для выравнивания потенциалов у входов и въездов, а также по краям контура прокладываются углубленные полосы. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идет в запас надежности.

Для проверки термической стойкости полосы 40x40 мм² определяют минимальное сечение полосы.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		119

Минимальное сечение полосы из условий термической стойкости при к.з. на землю, s , мм², определяется по формуле:

$$s = I_{(к)}^1 \frac{\sqrt{t_{п}}}{c},$$

где $t_{п}=1.1$, приведенное время прохождения тока на землю, с;

c – постоянная, для стали принимается 74, согласно [7, стр.408].

$$s = 4,79 \cdot 1000 \cdot \frac{\sqrt{1,1}}{74} = 67,9 \cdot \text{мм}^2.$$

Таким образом, полоса 40x40 мм² удовлетворяет условию термической стойкости.

Устройства сигнализации и контроля изоляции.

На ГПП предусмотрена звуковая и световая сигнализация отключения вакуумных выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения.

Также предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в установленные сроки или при обнаружении дефектов. Постоянный контроль предусмотрен в течение всего времени работы электроустановки. Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети. Устройство подключается секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности.

Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполнено с использованием трехфазного трансформатора напряжения (TV) типа НАЛИ-10.

На рисунке 11.4 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАЛИ-10. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$.

11.3 Освещение

Различают три типа освещения:

- естественное;
- искусственное;
- совмещенное.

Искусственное освещение делится на рабочее, аварийное и эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных

НЕЗАВИСИМЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		121

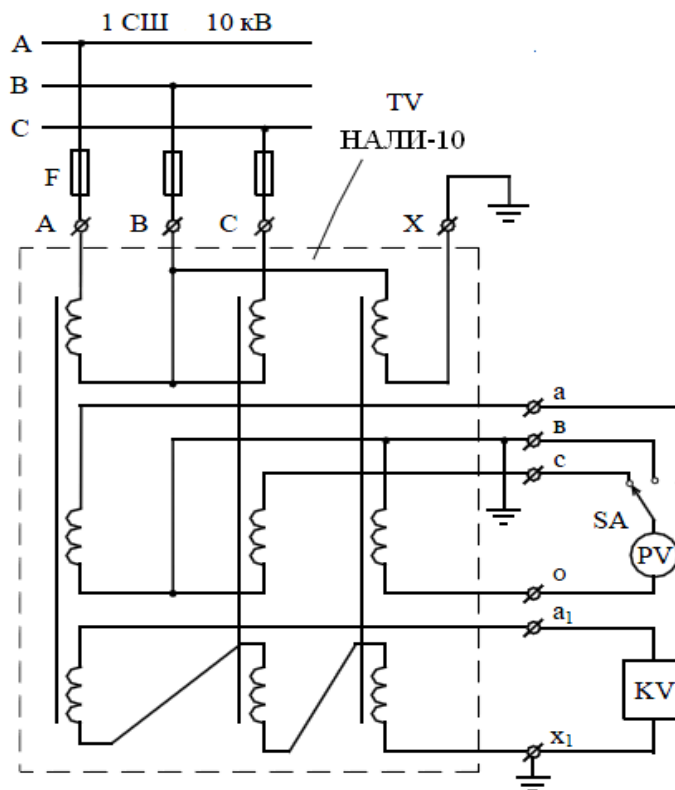


Рисунок 11.4 – Схема включения устройства контроля изоляции сети напряжением 10 кВ

Суммарный световой поток, $\Sigma\Phi$, лм, определяется по формуле, согласно [43]:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot K_n,$$

где $E_n = 5$ лк, норма освещенности, согласно [44, табл.7].

$K_3 = 1,5$ коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы согласно [44, табл.3];

K_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($K_n = 1,15 \dots 1,5$).

$$\Sigma\Phi = 5 \cdot 4218 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 47452,5 \text{ лм.}$$

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа ЖО/ГО 34-250-001 [45] с металлогалогенной разрядной лампой ДРИ-400-1, питающимися от сети переменного напряжения 130 В.

Технические характеристики прожектора, согласно [43]

- тип лампы – ДРИ-1000-5
- КПД светильника $\eta = 50\%$
- максимальная сила света $I_{\max} = 16\,000$ кд
- световой поток лампы прожектора: $\Phi_{\text{л}} = 25,2$ клм.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

122

Требуемое число прожекторов, N, определяется по формуле, согласно [43]:

$$N = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta};$$

$$N = \frac{47452,5}{25,2 \cdot 1000 \cdot 0,5} = 3,72 \text{ шт.}$$

Принимаем число светильников равное 4.

Высота установки прожектора, H, м, определяется по формуле, согласно [43]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{макс}}}{400}},$$

где $\frac{I_{\text{макс}}}{H^2} = 400$ – согласно [44, табл. 10].

$$H = \sqrt{\frac{16000}{400}} = 6,32 \text{ м}$$

Четыре светильника устанавливаются в каждом углу внешнего ограждения, на высоте 6,32 м.

Управление наружным освещением осуществляется автоматически с помощью сумеречного реле IC2000, а также вручную со щита наружного освещения (ЩНО), устанавливаемого в помещении ОПУ.

11.4 Пожарная безопасность

Категории помещений и наружных установок/

Согласно [46, п.6] категория зданий по взрывопожарной опасности определяется, исходя из доли и суммированной площади помещений той или иной категории опасности в этом здании.

Здание ЗРУ относится к категории В, в связи с тем, что в ячейках КРУ установлены вакуумные выключатели.

ОРУ – 110 кВ также относится к категории В, в связи с тем, что трансформаторы ТРДН-32 000/110-У1 установлены открыто.

Согласно [47, 48] с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения:

– Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не допускает; а при коротких замыканиях иметь достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость.

– Силовые трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		123

Фундаменты под маслонаполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов.

Так же для предотвращения растекания масла выполняется подсыпка гравия. Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе негорючих со степенью огнестойкости 0,5 часа.

Отходящие кабели прокладываются в кабельных траншеях.

Двери обиты железом с асбестовой подкладкой и имеют ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ.

Перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения. В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ предусмотрена пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполняется на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С).

Вблизи средств связи вывешиваются таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны).

Выбор и размещение первичных средств пожаротушения.

Для локализации очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [47]:

ОРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями:

- * багор – 1 шт;
- * комплект для резки электропроводов (ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 компл.);
- *противопожарное полотно – 1 шт;
- * лопата совковая – 1 шт;
- * ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт;
- * огнетушитель ОП-8 – 1 шт).

– ящик с песком у каждого трансформатора.

ЗРУ-10 кВ:

– ящик с песком,

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями:

- * багор – 1 шт;
- * комплект для резки электропроводов (ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 компл.);
- *противопожарное полотно – 1 шт;
- * лопата совковая – 1 шт;

– 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт;

– огнетушитель ОП-8 – 1 шт.

Обоснование необходимости маслосборных ям и несгораемой перегородки между трансформаторами.

Согласно [41] для предотвращения растекания масла и нераспространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (объем масла трансформатора ТРДН 32 000/110/10/10 составляет 16,15 т). Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 40 м³. Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

Согласно [14, п.4.2.212] разделительная перегородка между открыто установленными трансформатора напряжением 110 кВ и выше предусматривается при единичной мощности трансформаторов 63 МВА и выше, соответственно на ОРУ-110 не требуется установка перегородки.

Расчет молниезащиты.

Расчет молниезащиты производился на основании положений [59].

Защита ОРУ – 110 кВ осуществляется молниеотводами, установленными на порталах, а ЗРУ – 10 кВ, молниеотводами, установленными на здании ЗРУ.

Радиус действия молниеотвода, r_x , м, определяется по формуле, согласно [2]:

$$r_x = h_a \cdot \left[\frac{1.6}{1 + \frac{h_x}{h} \cdot p} \right], \quad (11.3)$$

где h_a – активная высота молниеотвода, м;

h_x – высота наиболее выступающих элементов ОРУ (высота защищаемого объекта), м;

h – высота молниеотвода, м;

p – коэффициент, равный 1 при высоте молниеотвода $h < 30$ м.

$$h_a = h - h_x \quad (11.4)$$

Наименьшая ширина зоны защиты b_x , м, определяется по формуле, согласно [2, п.12.2]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \left[\frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} \right], \quad (11.5)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		125

Объект высотой h_x внутри зоны защиты будет защищён, если выполняется условие, согласно [2, п.12.2]:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (11.6)$$

где D – наибольшая диагональ четырёхугольника, м.

Зона защиты молниеотводов $M_1 - M_4$:

Высота молниеотвода $h = 19$ м.

Активная высота молниеотвода $h_a = 8$ м.

Высота наиболее выступающих элементов ОРУ $h_x = 11$ м.

Определение параметров по формулам (11.3) – (11.6):

$$r_x = (19 - 11) \cdot \left[\frac{1.6}{1 + \frac{11}{19} \cdot 1} \right] = 8,11 \text{ м};$$

$$b_x^I = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[\frac{7 \cdot 8 - 27}{14 \cdot 8 - 27} \right] = 11,07 \text{ м};$$

$$b_x^I / 2 = 5,53 \text{ м};$$

$$b_x^{II} = 4 \cdot 8,11 \cdot \left[\frac{7 \cdot 8 - 41,07}{14 \cdot 8 - 41,07} \right] = 6,83 \text{ м};$$

$$b_x^{II} / 2 = 3,4 \text{ м}.$$

Проверка условия (11.6):

$$D_1 \leq 8 \cdot 8 \cdot 1 = 64 \text{ м};$$

$$D_1 \leq \sqrt{27^2 + 41,07^2} = 49,15 < 64 \text{ м}.$$

Условие выполняется.

Зона защиты молниеотводов M_5 и M_6 :

Высота молниеотвода $h = 17$ м;

Активная высота молниеотвода $h_a = 12$ м;

Высота наиболее выступающих элементов ЗРУ $h_x = 5$ м.

Определение параметров по формулам (11.3) – (11.6):

$$r_x = (17 - 5) \cdot \left[\frac{1.6}{1 + \frac{5}{17} \cdot 1} \right] = 14,84 \text{ м};$$

$$b_x^I = 4 \cdot 14,84 \cdot \left[\frac{7 \cdot 12 - 30}{14 \cdot 12 - 30} \right] = 23,23 \text{ м};$$

$$b_x^I / 2 = 11,62 \text{ м};$$

$$b_x^{II} = 4 \cdot 14,84 \cdot \left[\frac{7 \cdot 8 - 6}{14 \cdot 8 - 6} \right] = 22,34 \text{ м};$$

$$b_x^{II} / 2 = 11,17 \text{ м}.$$

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

126

Проверка условия (11.6):

$$D_1 \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м}$$
$$D_1 \leq \sqrt{30^2 + 6^2} = 30,6 < 96 \text{ м}$$

Условие выполняется.

Таким образом, вся территория ГПП на высоте h_x защищена от прямых ударов молнии.

Схема защиты молниеотводами ГПП от прямых ударов молнии представлена на рисунке 11.5.

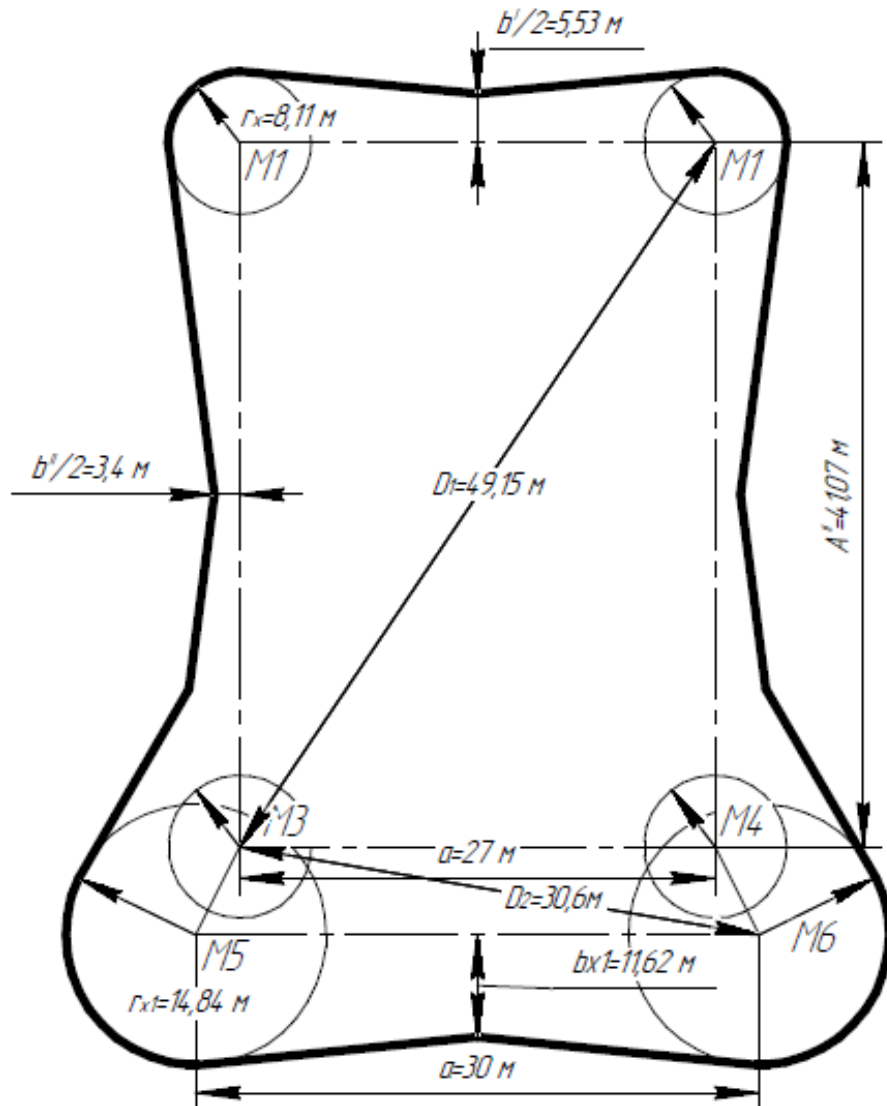


Рисунок 11.5 – Схема молниезащиты

Выводы по разделу 11

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации электроустановки, а также приведены меры защиты от различных аварийных ситуаций.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

127

12 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения завода составим таблицу (таблица 12.1), в которую заносим виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав специалистов.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по принятой двух оценочной методике, то есть исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Ожидаемая продолжительность работ, $\tau_{\text{ожид}}$, день, определяется по формуле:

$$\tau_{\text{ожид}} = 0,6 \cdot \tau_{\text{min}} + 0,4 \cdot \tau_{\text{max}}. \quad (12.1)$$

Для примера расчетов в дальнейшем будем рассчитывать работу «Расчет экономической части проекта»:

$$\tau_{\text{ожид,4}} = 0,6 \cdot 2 + 0,4 \cdot 4 = 3 \text{ дня.}$$

Должностные оклады специалистов, $Z_{\text{осн}}$, принимаются:

Руководитель – 50 000 руб., далее Р.

Инженер – 40 000 руб., далее И.

Лаборант – 25 000 руб., далее Л.

Коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров (расчет выполняется по заработной плате):

$$K_{\text{рук.}} = 50\,000 / 40\,000 = 1,25;$$

$$K_{\text{инж.}} = 40\,000 / 40\,000 = 1,00;$$

$$K_{\text{лаб.}} = 25\,000 / 40\,000 = 0,63.$$

Результаты расчетов по формуле (12.1) представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Состав работ, продолжительность выполнения и исполнители

Наименование работ	Продолжительность, дней			Исполнитель		
	τ_{min}	τ_{max}	$\tau_{\text{ожид}}$	Р	И	Л
1	2	3	4	5	6	7
Получение и анализ задания на проектирование СЭС	1	1	1	1	1	-
Подбор технической документации и литературы	2	3	2	-	1	-
Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	1	2	2	-	1	1
Расчет экономической части проекта	2	4	3	1	1	1
Расчет электрических нагрузок	1	2	2	-	1	-
Расчет картограммы электрических нагрузок	1	2	2	1	1	-

Окончание таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6	7
Выбор числа, мощности и типа трансформаторов и их расчет	1	2	2	1	1	-
Расчет схемы внешнего электроснабжения	1	2	2	-	1	-
Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения	2	4	3	1	1	-
Расчет питающих линий	2	3	2	-	1	-
Расчет токов короткого замыкания	3	5	4	-	1	-
Технико-экономическое сравнение внутризаводского электроснабжения	2	5	3	1	1	1
Выбор электрооборудования СЭС предприятия	2	3	2	1	1	-
Компенсация реактивной мощности	3	4	3	-	1	-
Расчет релейной защиты	3	6	4	1	1	-
Выполнение задания по БЖД	3	5	4	1	1	1
Выполнение графической части	5	8	6	-	1	1
Заключение	1	1	1	-	1	-
Оформление проекта	2	3	2	3	1	1
Защита проекта	1	1	1	1	1	1

Приведенная численность работников, Ч, определяется по формуле:

$$Ч = N_P \cdot K_P + N_{И} \cdot K_{И} + N_{Л} \cdot K_{Л}; \quad (12.2)$$

$$Ч_4 = 0 \cdot 1,3 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,6 = 1,6.$$

Приведенная трудоемкость работ, Т, инж.дней, определяется по формуле:

$$Т = Ч \cdot \tau_{ожд}; \quad (12.3)$$

$$Т_4 = 1,6 \cdot 3 = 4,8 \text{ инж. дней.}$$

Заработанная плата инженера складывается из основной и дополнительной.

Дополнительная заработанная плата инженера, $Z_{доп}$, руб, определяется по формуле:

$$Z_{доп} = 0,1 \cdot Z_{осн}; \quad (12.4)$$

$$Z_{доп} = 0,1 \cdot 40\,000 = 4000 \text{ руб.}$$

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

13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ

Лист

129

Среднедневная заработная плата инженера, $СД_{з/пл}$, руб/день, определяется по формуле:

$$СД_{з/пл} = (З_{осн} + З_{доп}) / РД, \quad (12.5)$$

где РД – количество рабочих дней в месяце, дней.

$$СД_{з/пл} = (40\,000 + 4000) / 25 = 1760 \text{ руб/день.}$$

Исходя из значений основной и дополнительной заработной платы инженера, рассчитаем прочие затраты. Полученные данные по формулам (12.2) – (12.5) сведём в таблицу 12.2.

Таблица 12.2 – Прочие затраты для создания проекта

Наименование работ	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
Единый социальный налог	$0,3 \cdot (З_{осн} + З_{доп})$	13 200,00
Стоимость материалов и покупных изделий	$0,1 \cdot З_{осн}$	6000,00
Накладные расходы	$0,45 \cdot З_{осн}$	18 000,00
Командировочные расходы	$(0,15...0,25) \cdot З_{осн}$	-
Контрагентные услуги сторонних организаций	$0,2 \cdot З_{осн}$	8000,00
Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$0,4 \cdot З_{осн}$	16 000,00
Итого:		61 200,00

Среднедневные прочие затраты, $СД_{пз}$, руб/день, определяются по формуле:

$$СД_{пз} = \sum З_{проч} / РД; \quad (12.6)$$

$$СД_{пз} = 61\,200 / 25 = 2448 \text{ руб/день.}$$

Среднедневная стоимость инженера-дня, $СД_{инж.дн}$, руб/день, определяется по формуле:

$$СД_{инж.дн} = СД_{з/пл} + СД_{пз}, \quad (12.7)$$

$$СД_{инж.дн} = 1760 + 2448 = 4208 \text{ руб/день.}$$

Стоимость работы, СР, руб, определяется по формуле:

$$СР = Т \cdot СД_{инж.дн}, \quad (12.8)$$

$$СР_4 = 4,8 \cdot 4208 = 20\,198,4 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов по формулам (12.2) – (12.8) сведены в таблицу 12.3.

Таблица 12.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

№ п/п работы	τ _{ожд} , дней	Исполнители, чел.			Ч	Т	СР
		Р	И	Л			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1	1	-	2,9	2,9	12 098,00
2	2	-	1	-	1,0	3,0	12 624,00
3	2	-	1	1	1,6	3,3	13 676,00
4	3	1	1	1	2,9	8,6	36 294,00
5	2	-	1	-	1,0	2,0	8 416,00
6	2	1	1	-	2,3	4,5	18 936,00
7	2	1	1	-	2,3	4,5	18 936,00
8	2	-	1	-	1,0	2,0	8 416,00
9	3	1	1	-	2,3	6,8	28 404,00
10	2	-	1	-	1,0	3,0	12 624,00
11	4	-	1	-	1,0	4,0	16 832,00
12	3	1	1	1	2,9	8,6	36 294,00
13	2	1	1	-	2,3	6,8	28 404,00
14	3	-	1	-	1,0	3,0	12 624,00
15	4	-	1	1	2,3	9,0	37 872,00
16	4	1	1	-	2,9	11,5	48 392,00
17	4	1	1	1	1,6	9,8	41 028,00
18	6	-	1	1	1,0	1,0	4 208,00
19	1	-	1	-	5,4	16,1	67 854,00
20	2	3	1	1	2,9	2,9	12 098,00
ИТОГО:							476 030,00

Затраты на проектирование (З_{пр}) составляют: 476 030,00 рублей.

В таблице 12.4 представлен перечень материалов и комплектующих, необходимых для строительного-монтажных работ по внедрению проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана с учетом транспортных затрат.

Таблица 12.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
ТРДН-32 000/110,кВ·А	шт.	2	7 898,00	15 796,00
ТМГ 630 кВ·А	шт.	2	287,62	575,24
ТМГ 1000 кВ·А	шт.	17	715,94	12 171,00
ТМГ 1250кВ·А	шт.	7	761,96	5 333,72
ТМГ 1600кВ·А	шт.	2	896,80	1793,60
ТМГ 2500 кВ·А	шт.	2	925,63	1 851,26

Окончание таблицы 12.4

1	2	3	4	5
ЭТМПК 2800 кВ·А	шт.	10	784,31	7 843,10
ТСН ТСКС 32/10 кВ·А	шт.	2	105,00	210,00
СД Р _н = 1250 кВт,	шт.	6	550	3 300,00
УКРМ-10,5-2250-450	шт.	2	352,6	705,2
КРМ-0,4-150-25 У3	шт.	2	44,88	89,76
КРМ-0,4-300-25 У3	шт.	4	68,90	275,60
КРМ-0,4-275-25 У3	шт.	2	62,25	124,50
АС-70/11	м.	13 500	0,051	688,50
АПвПу-10(3×240 мм ²)	м.	470	1,207	12,07
АПвПу-10 (3×185 мм ²)	м.	8780	0,436	3828,08
АПвПу-10(3×95 мм ²)	м.	200	0,258	51,60
ААПл (4×16)	м.	140	0,117	16,38
АПСТШв (4×6 мм ²)	м.	140	0,323	45,22
ТЛК-10	шт.	63	26,91	1 695,33
ТЗЛМ-10	шт.	54	5	270
ЗНОЛ.06-10	шт.	8	47,67	381,36
РГ1-110/1000 У1	шт.	12	76	912
РГ2-110/1000 У1	шт.	24	89	2136
ТВ-110-300-0,5/10Р	шт.	4	27,5	110
ВРС-110-У1	шт.	4	3948	15792
ПКТ-101-10-16-12,5	шт.	26	1,3	33,8
ПKN001-10 У3	шт.	8	0,61	4,88
ОПН-110/88	шт.	12	27	324
ОПН-110/56	шт.	2	22	44
ОПН-10/12	шт.	4	2,31	9,24
РВ-10	шт.	16	8,46	135,36
ЗНОГ-110 У1	шт.	6	260	1560
ЗОН-110	шт.	2	54	108
К-104М	шт.	8	537,97	4303,76
ВВЭ-10	шт.	55	9,5	522,5
КСО-366	шт.	16	37	592
Э06В-400-УХЛЗ	шт.	1	207,98	207,98
Э06В-630-УХЛЗ	шт.	2	219,48	438,96
Э06В-1000-УХЛЗ	шт.	2	244,1	488,2
Э16В-1600-УХЛЗ	шт.	1	337,51	337,51
Э25В-2500-УХЛЗ	шт.	7	341,2	2388,4
Э40В-4000-УХЛЗ	шт.	6	675,14	4050,84
Итого:				57 663,44

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания разработанного объекта =57 663,44 тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, $Z_{ЗП}$, тыс.руб, данные затраты можно принять как 40 % от материальных затрат, определяется по формуле:

$$Z_{ЗП} = 0,4 \cdot Z_M;$$

$$Z_{ЗП} = 0,4 \cdot 57\,663,44 = 23\,065,38 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта, $Z_{ВН}$, тыс.руб, определяются по формуле:

$$Z_{ВН} = Z_M + Z_{ЗП},$$

где Z_M – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

$Z_{ЗП}$ – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, тыс.руб.

$$Z_{ВН} = 57\,663,44 + 23\,065,38 = 80\,728,82 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг.

Доход, D , тыс.руб, определяется по формуле:

$$D = P \cdot Q,$$

где P – рыночная цена 1 кВт·ч электроэнергии;

Q – количество потребленных кВт·ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 2,76 \cdot 114\,717,53 = 316\,620,38 \text{ тыс. руб.}$$

На долю подстанции автомобилестроительного завода приходится 7% от всего дохода.

Суммарные затраты, связанные с проектом, $Z_{СУМ}$, тыс.руб, определяются по формуле:

$$Z_{СУМ} = Z_{ПР} + Z_{ВН},$$

где $Z_{ПР}$ – затраты на проектирование, рублей;

$Z_{ВН}$ – затраты на внедрение проекта, рублей.

Затраты на производство готовой продукции ($Z_{ПП}$) не рассчитываются, поскольку данный проект связан только с передачей электроэнергии.

$$Z_{СУМ} = 476,03 + 80\,728,82 = 81\,204,85 \text{ тыс.руб.}$$

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

Экономический эффект n-го года проекта, \mathcal{E}_n , тыс.руб, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_n = D_n - Z_{\text{СУМ}}; \quad (12.9)$$

$$\mathcal{E}_1 = 22\,163,43 - 81\,204,85 = -59\,041,42 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Экономический эффект за второй год эксплуатации определяется по формуле (12.9):

$$\mathcal{E}_2 = 22\,163,43 - 59\,041,42 = -36\,878 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за второй год проект не окупится.

Экономический эффект за третий год эксплуатации определяется по формуле (12.9):

$$\mathcal{E}_3 = 22\,163,43 - 36\,878 = -14\,714,56 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное значение говорит о том, что за третий год проект не окупится.

Экономический эффект за четвертый год эксплуатации определяется по формуле (12.9):

$$\mathcal{E}_4 = 22\,163,43 - 14\,714,56 = 7\,448,87 \text{ тыс. руб.}$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится в четвертом году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости, $T_{\text{ОК}}$, год, определяется по формуле:

$$T_{\text{ОК}} = 3 + d / D_2;$$

$$T_{\text{ОК}} = 3 + 7\,448,87 / 22\,163,43 = 3,3 \text{ года.}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 7 448,87 тыс.руб. за 4 года.

Выводы по разделу 12

По результатам расчетов можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		134

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 её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Была разработана и выбрана смешанная схема, а также произведен выбор её 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.

Был произведен расчет показателей качества электрической энергии.

Также были выбраны устройства компенсации реактивной мощности.

В проекте были разработаны меры безопасного производства работ на ГПП.

Далее был произведен техникоэкономический анализ, который также включал в себя расчет срока окупаемости проекта – он оказался равен 3,3 года.

На основании вышеизложенного делаем вывод, что данный проект системы электроснабжения автомобилестроительного завода, расположенного в г.Чита, рекомендуется к внедрению в связи с высокими энергетическими и экономическими показателями.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		135

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Выключатели вакуумные серии ВВУ-СЭЩ-10. Техническая информация. Электрощит-ТМ Самара. Группа компаний, ЗАО.
- 2 Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- 3 Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 5 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.Н. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
- 6 Силовые трансформаторы. Каталог. Минский электротехнический завод имени В.И. Козлова.
- 7 Ершов А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Часть 1: учебное пособие к курсовому проекту / А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
- 8 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. Т. 2. Электрооборудование / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с..
- 9 Богданов, С.П. Расчет дуговых сталеплавильных печей: методические указания / С.П. Богданов – СПбГТИ(ТУ), 2006.–44 с.
- 10 Справочник. Электрооборудование и автоматика электротермических установок / Под ред. А.П. Альтгаузена, М.Д. Бершицкого, М.Я. Смелянского и В.М. Эдемского. – М.: Энергия, 1978. – 297 с.
- 11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.
- 12 Силовые трансформаторы. Номенклатурный каталог. Холдинговая компания Электрозавод, ОАО.
- 13 ГОСТ 52719–2017. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – Введ. 2008–01–01. – М.: Из-во стандартов, 2008. – 45 с.
- 14 Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.
- 15 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. Т. 1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с..

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		136

- 16 Выключатели вакуумные ВРС-110 с трансформаторами тока. Техническая информация.
- 17 Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. В.И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М.Л. Самовера. –М.: Энергия, 1980. – 456 с.
- 18 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. Каталог. Завод электротехнического оборудования.
- 19 Ограничители перенапряжений нелинейные 0,38 – 500 кВ. Каталог. Завод электротехнического оборудования.
- 20 Трансформаторы типа ЗНОГ-110 с элегазовой изоляцией. Каталог. Украинский институт трансформатостроения.
- 21 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 22 Приказ региональной службы по тарифам и ценообразованию Забайкальского края от 30.12.16 г. № 613-НПА. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Забайкальского края на 2017 год.
- 23 Предельные уровни фактических нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) по Забайкальскому краю, на март 2017 г.
- 24 ТУ 16.К71–335–2004. Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 10, 20, 35 кВ. – Введ. 2004–04–01. – М.: Технический комитет по стандартизации кабельных изделий, 2004. – 56 с.
- 25 Технический циркуляр № 334-77 от 08.07.1977 г.). Единые технические указания по выбору и применению электрических силовых кабелей. – Введ. 1977–06–8. – М.: Тяжпромпроект, 1977. – 8 с.
- 26 ГОСТ 18410-73. Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. – Введ. 1975–01–01. – М., Изд-во стандартов, 1975. – 25 с.
- 27 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация / Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.Н. Сербиновского. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 624 с.
- 28 КРУН напряжением 6(10) кВ. Каталог. Электроцит-ТМ Самара. Группа компаний, ЗАО.
- 29 Трансформаторы. Измерительные тока и напряжения. Каталог. Электроцит-ТМ Самара. Группа компаний, ЗАО.
- 30 Токо-шинопроводы 0,4-35 кВ с воздушной изоляцией. Техническое описание. Мосэлектро. Группа компаний, ОАО.
- 31 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧГТУ, 1991. – 88 с.
- 32 Ершов А.М. Электроприемники промышленных предприятий: учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧПИ, 1990. – 65 с.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		137

33 ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014–06–01. – М.: Стандартиформ. 2014. – 19 с.

34 Приложение № 5 к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 19.02.2017 г. № 4688-ХМ/05. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2017 г.

35 Электродвигатели. Каталог. Электродвигатель-НК, ООО.

36 <http://www.kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-nizkogo-na-4>.

37 http://www.slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja.

38 Козлов, А.Н. Микропроцессорные терминалы НПП ЭКРА: методические указания к практическим занятиям. – Благовещенск, Из-во АмГУ, 2013. – 23 с.

39 СТО 56947007. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП ЭКРА. – Введ. 2009. – М.: ФСК ЕЭС, ОАО, 2009. – 217 с.

40 Трансформторы тока. Каталог. Свердловский завод трансформаторов тока.

41 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – Введ. 2009–04–13. – М.: ФСК ЕЭС, ОАО, 2009. – 96 с.

42 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – Введ. 2003–06–30. М.: М-во энергетики России, 2003 – 57 с.

43 Кнорринг, М.Г. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кнорринг, И.М. Фадин, В.Н. Сидоров. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 1992. – 448 с.

44 СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 1996–01–01. М.: М-во строительства России, 1996. – 50 с.

45 Каталог светотехники. ALB.

46 СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывоопасности. – Введ. 2009–03–25. М.: М-во чрезвычайных ситуаций России, 2009. – 32 с.

47 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Введ. 2000–06–01. М.: М-во энергетики России, 2000. – 64 с.

48 ГОСТ 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2009–12–10. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2009. – 32 с.

49 ГОСТ 12.1.046-2014. ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 2015–07–01. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2015. – 23 с.

50 Ершов, А.М., Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в схемах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для студентов-

											Лист
											138
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ						

заочников. Часть 2 / А.М Ершов, А.М., О.А Петров О.А– Челябинск: ЧПИ, 1989.– 49 с.

51 Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2 / А.М Ершов, А.М., О.А Петров О.А – Челябинск: ЧПИ, 1987. – Ч.2. – 44 с.

52 Петров, О.А. Режимы нейтрали электрических сетей система электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для студентов–заочников / А.М Ершов, А.М., О.А Петров О.А – Челябинск: ЧПИ, 1990. – 67 с.

53 Петров О.А. Компенсация реактивной мощности с системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для студентов–заочников. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.

54 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.13. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

55 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Введ. 2003–07–01. М.: М-во энергетики России, 2003. – 267 с.

56 РД 34.03.350-98. Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО ЕЭС России с указанием категорий по взрывопожарной опасности. Введ. 1998. М.: М-во энергетики России, 1998. – 9 с.

57 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции подстанций и линий электропередачи для нужд Холдинг МРСК, ОАО.

58 СНиП 21.01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Введ. 1998–01–01. М.: М-во строительства России, 1998. – 29 с.

59 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Введ. 2003–06–30. М.: М-во энергетики России, 2003. – 29 с.

60 СТО 56947007-29060.20.020-2009. Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше. Введ. 2009–22–01. М.: ФСК ЕЭС ОАО, 2009. – 50с.

61 Счетчики электрической энергии многофункциональные. СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Нижегородское НПО.

					13.03.02.2017.876.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		139