

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
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2018 г.

Электроснабжение группы цехов ремонтно-механического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 201_ г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 201_ г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 201_ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ В.Н. Белецкий
« ___ » _____ 201_ г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 201_ г.

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»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Белецкого Владимира Николаевича

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов ремонтно-механического завода

утверждена приказом по университету от 25.12.2017 г. № 2438.

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30 декабря 2017 г.

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры ЭССиСЭ

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов ремонтно-механического завода	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов ремонтно-механического завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный ГПП	- 1 лист
4 Обоснование технико-экономическое схемы внутреннего электроснабжения	- 1 лист
5 Защита релейная трансформатора ТРДН-25000/110/10/10	- 1 лист
6 Плакат по экономике	- 1 лист

Всего 6 листов

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

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

7 Дата выдачи задания 02 октября 2017 г.

Руководитель Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению В.Н. Белецкий

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	02.10.17 – 05.10.17	
2 Расчет электрических нагрузок	05.10.17 – 09.10.17	
3 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	09.10.17 – 16.10.17	
4 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	16.10.17 – 22.10.17	
5 Техничко-экономическое обоснование напряжения и схемы внешнего электроснабжения	22.10.17 – 26.10.17	
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий.	26.10.17 – 01.11.17	
7 Расчет токов короткого замыкания	01.11.17 – 07.11.17	
8 Техничко-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	07.11.17 – 14.11.17	
9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	14.11.17 – 21.11.17	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	21.11.17 – 30.11.17	
11 Расчёт показателей качества напряжения в узлах СЭС	30.11.17 – 04.12.17	
12 Релейная защита	04.12.17 – 09.12.17	
13 Безопасность жизнедеятельности	09.12.17 – 14.12.17	
14 Оформление графической части:	14.12.17 – 19.12.17	
15 Оформление пояснительной записки	19.12.17 – 25.12.17	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

(подпись)

В.Н. Белецкий

АННОТАЦИЯ

Белецкий В.Н. Электроснабжение группы цехов ремонтно-механического завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2018, 129 с, 24 ил., 29 табл., библиогр. список 53 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Целью данной работы является составление проекта электроснабжения группы цехов ремонтно-механического завода.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ, а также схема внутривозовского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ; комплектный закрытый токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики трансформатора ТРДН-25000/110/10/10, безопасности жизнедеятельности, а также вопросы экономики и управления на предприятии

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата					
Разраб.		Белецкий			Электроснабжение группы цехов ремонтно- механического завода				
Пров.		Аверина							
Реценз.									
Н. контр.		Аверина							
Утв.		Кирпичникова							
					Лит.	Лист	Листов		
					В	К	Р	3	129
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Характеристика производства	7
Краткое описание объекта электроснабжения.....	7
СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
Выводы по разделу.....	12
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху	13
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	19
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок	19
Выводы по разделу один.....	24
2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	25
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций	25
Выводы по разделу два	29
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	31
Выводы по разделу три	34
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	35
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	36
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	38
4.3 Расчет токов короткого замыкания	39
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	40
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	44
4.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения.....	46
Выводы по разделу четыре	47
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	48
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия....	48
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	49
5.4 Выбор кабельных линий	49
Выводы по разделу пять	53
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	54
Выводы по разделу шесть	61

7	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	62
7.1	Выбор трансформаторов цеховых ТП	63
7.2	Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ТП	64
7.3	Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях	65
7.4	Выбор комплектного электрооборудования	66
7.5	Определение технико-экономических показателей	67
7.6	Выбор оптимального варианта	69
	Выводы по разделу семь	70
8	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
8.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	71
8.2	Выбор выключателей КРУ	72
8.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	72
8.4	Выбор трансформаторов напряжения	74
8.5	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП	76
8.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	77
8.7	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	77
8.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	79
8.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП	80
	Выводы по разделу восемь	80
9	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	81
	Выводы по разделу девять	89
10	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	
10.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	90
10.2	Расчет колебаний напряжения	94
10.3	Несимметрия напряжения	95
10.4	Провалы напряжения при пуске двигателей	96
	Выводы по разделу десять	98
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА	99
11.1	Дифференциальная защита	99
11.2	Защита от перегруза на НН	106
11.3	МТЗ с выдержкой времени на НН	107
11.4	МТЗ с выдержкой времени на НН	109
11.5	Газовая защита	111
11.6	Защита перегрева	112
	Выводы по разделу одиннадцать	112
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1	Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП	113

12.2	Защитные средства, применяемые на ГПП.....	114
12.3	Молниезащита ГПП.....	114
12.4	Расчёт защитного заземления	117
12.5	Освещение ОРУ-110/10 кВ	121
12.6	Пожарная безопасность.....	122
	Выводы по разделу двенадцать	124
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	126

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств, для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергией, к которым относятся электродвигатели разных машин и механизмов, электрические печи, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин, механизмов и строительством электрических станций.

Первые электрические станции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Несколько позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива или в местах использования энергии воды, в известной степени независимо от мест нахождения потребителей электрической энергии – городов и промышленных предприятий. Передача электрической энергии к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения.

В настоящее время большинство потребителей получает электрическую энергию от энергосистем. По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести огромную работу по экономии электрической энергии.

В настоящее время основной проблемой является создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий. Созданию таких систем способствуют такие факторы, как: выбор и применение рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых и главных распределительных и понизительных подстанций, совершенствование методики определения электрических нагрузок и т.д.

Таким образом, оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем промышленного электроснабжения может и должна давать дополнительные средства за счет сокращения непроизводственных расходов.

Краткое описание объекта электроснабжения

Производственная база ремонтно-механического завода представляет собой комплекс компактно расположенных блоков цехов с удобными подъездными путями для автомобильного и железнодорожного транспорта.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

Рассматриваемое предприятие предназначено для разработки, изготовления и поставки комплектующих для крупных электромашин, гидрогенераторов, турбогенераторов, мощных электродвигателей, силовых и печных трансформаторов, автотрансформаторов, возбуждателей, электрических реакторов

Предприятие расположено в умеренном поясе, климатические условия которые характеризуются эквивалентной годовой температурой окружающего воздуха 22,6°C. Грунт на котором расположено предприятие, на глубине 0,7 м имеет наивысшую температуру 15,0°C и отличен средней коррозионной активностью, присутствием блуждающих токов, колебаний и растягивающих усилий.

На ремонтно-механическом заводе в зависимости от назначения и выпускаемой продукции можно выделить три группы цехов:

1 Основные – цеха, комплектующие комплектные единицы в готовую продукцию, для производства которой предназначено данное предприятие: электро-ремонтный цех, механический цех, пресово-сварочный цех, литейный цех;

2 Подсобные – цеха, изготавливающие основные и вспомогательные материалы, для основных цехов предприятия: заготовительный цех, модельный цех, столярный цех, гальванический цех;

3 Вспомогательные – цеха, обеспечивающие нормальную работу всех цехов и хозяйств предприятия: компрессорная станция, сантехнический участок, насосная станция, ремонтно-механический цех.

В составе предприятия, помимо цехов, имеются различные обслуживающие хозяйства и подсобные службы (заводоуправление, складское хозяйство, гаражи).

Основными потребителями электроэнергии на заводе являются электроприемники, относящиеся ко второй категории. Высоковольтная нагрузка представлена синхронными двигателями, работающими в продолжительном режиме, дуговыми и индукционными печами. Годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4370 ч/год. На предприятии установлен двухсменный график работы. В основном цикле производства применяется переменный ток.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 13812 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 11590 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 14386 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,73$; расчётный $\text{tg}\varphi=0,49$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2700 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 14,0 км.

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

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400, 630, 1000 и 1600 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4370 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвЭКП-10 с сечением 50, 95 мм².

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

В данном разделе произведем сравнение зарубежных и отечественных защит и их отдельные функции для сетей 110 кВ с целью оценки возможности работы зарубежных защит в российских энергосистемах.

Рассмотрим дифференциальную защиту трансформаторов. Традиционным решением при использовании отечественных защит является соединение обмоток трансформаторов тока на стороне высшего напряжения трансформатора в «треугольник». Данное решение позволяет не отстраивать защиту от тока нулевой последовательности в защите при коротком замыкании (КЗ) на землю в прилегающей сети. Но данное решение снижает чувствительность защиты при КЗ на землю на стороне высшего напряжения трансформатора в зоне действия дифференциальной защиты [1].

В терминалах Seram производства «Шнейдер Электрик» [2] используется технически более совершенное решение. В терминале используется ток нулевой последовательности от трансформатора тока, включенного в цепь заземления нейтрали трансформатора. Это позволяет соединять трансформаторы тока на стороне высшего напряжения трансформатора в «звезду» и при внешнем КЗ на землю компенсировать ток нулевой последовательности. Данное решение позволяет повысить чувствительность дифференциальной защиты трансформатора при внутреннем повреждении, сопровождающемся появлением токов нулевой последовательности.

Одно из достоинств зарубежных терминалов дифференциальной защиты трансформаторов – характеристика торможения состоит из трех линейных участков, в отличие от отечественных защит с двумя линейными участками. Использование трех линейных участки характеристики торможения позволяет повысить чувствительность данной защиты.

В плане использования групп уставок, традиционным в отечественной практике является использование всережимных уставок. Уставки защит при таком решении рассчитываются при рассмотрении всех возможных режимов работы первичной схемы.

Терминалы Seram в отличие от отечественных терминалов используют четыре группы уставок. Каждая группа уставок при таком решении соответствует определенному режиму работы сети. Данное решение позволяет сохранять эффективность функционирования защиты при изменении режима работы сети. Кроме того, терминалы зарубежных защит в отличие от защит отечественных производителей имеют дополнительную программируемую логику, позволяющую гибко конфигурировать данные терминалы и приспособлять их к разным требованиям и условиям работы [1].

Теперь обратим внимание на функциональные особенности дифференциально-фазной высокочастотной защиты. Селективность работы данной защиты обеспечивается согласованием по чувствительности и по времени срабатывания пусковых и отключающих органов при внешних коротких замыканиях.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

Согласование определяется точностью измерения электрических величин и интервалов времени. Микропроцессорная техника обеспечивает более высокую точность вычисления электрических величин и отсчета интервалов времени, чем техника, выполненная на электромеханической и микроэлектронной базе. Целесообразно рассмотреть возможность снижения кратности тока срабатывания отключающего органа на одном конце по отношению к пусковому органу на другом конце и этим самым повысить чувствительность защиты.

Для дистанционной защиты (ДЗ) характерна блокировка при качаниях (БК). Принцип действия БК зарубежных защит основан на непосредственном выявлении режима качаний посредством использования различия скоростей изменения вектора полного сопротивления при КЗ и качаниях. При возникновении КЗ изменение вектора полного сопротивления происходит быстрее, чем при возникновении режима качаний. В терминалах Seram используются две характеристики срабатывания реле сопротивления, одинаковые по форме и отличающиеся по размерам, и контролируется интервал между моментами пересечения вектором полного сопротивления внешней и внутренней характеристики срабатывания. Если этот интервал больше уставки, то данный режим идентифицируется как режим качания, если же меньше – как КЗ.

Особенностью БК Seram является деблокировка защит при возникновении КЗ в режиме качаний и превышении при этом пороговых уровней токами нулевой и обратной последовательностей и фазным током. Указанное является достоинством защиты при КЗ на защищаемой линии. При внешнем КЗ возможно излишнее срабатывание реле ДЗ, включенных не на петлю КЗ. Указанное является недостатком, который может быть устранен с использованием дополнительной программируемой логики посредством запоминания срабатывания БК и блокирования ступеней ДЗ на определенное время, как это осуществляется в отечественной практике.

В отечественных защитах непосредственно сами качания не выявляются. Отстройка ДЗ от режима качаний обеспечивается тем, что пуск ступеней ДЗ в действие осуществляется при появлении, хотя бы кратковременном, аварийных составляющих токов (напряжений), что происходит при возникновении КЗ и не происходит при качаниях. Ввод ДЗ в действие осуществляется на время, достаточное для срабатывания в случае КЗ на линии, после чего защита выводится из действия на заданное время.

Недостатком данной БК является отказ срабатывания ступеней ДЗ, при возникновении КЗ на защищаемой линии в интервале заданного времени. Отключение КЗ в данном случае осуществляется третьей ступенью ДЗ, отстроенной от качаний по времени.

При наличии на линии защит с абсолютной селективностью данный недостаток несущественен. При отсутствии на линии защит с абсолютной селективностью он устраняется двумя путями: использованием в защите действия второй ступени ДЗ со второй выдержкой времени, отстроенной от цикла качаний, либо введением в БК второго (грубого) пускового органа, срабатывающего при КЗ на защищаемой линии и осуществляющего повторный пуск ступеней ДЗ.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

Но при этом не исключается возможность излишнего срабатывания ДЗ при возникновении КЗ в режиме качаний, когда срабатывает грубый пусковой орган.

Блокировка при неисправностях в цепях переменного напряжения (БНН). Принцип действия отечественных БНН основан на пофазном сравнении напряжений, получаемых от двух групп обмоток трансформатора напряжения (ТН), одна из которых соединена в «звезду», а другая - в «разомкнутый треугольник», а также на контроле положения автоматических выключателей в цепях переменного напряжения. Следует отметить отказ данной БНН при обрыве всех цепей напряжений от ТН.

В зарубежных защитах принцип действия БНН основан на контроле:

- появления напряжения нулевой (обратной) последовательности при отсутствии токов соответствующей последовательности;
- положения автоматических выключателей в цепях переменного напряжения;
- изменения фазных напряжений одновременно с изменением фазных токов.

Наличие последнего критерия обеспечивает правильную работу БНН при обрыве всех цепей напряжения от ТН, а также при близких трехфазных КЗ. В первом случае изменение фазных напряжений не сопровождается изменением фазных токов, и БНН блокирует возможное срабатывание ДЗ. Во втором случае изменение фазных напряжений сопровождается изменением фазных токов, и БНН не блокирует срабатывание ДЗ. Недостатком данной БНН является неправильная работа устройства в некоторых режимах при электрическом разделении мест подключения ТН и трансформаторов тока коммутационным аппаратом.

Выводы по разделу

В данном разделе произведено сравнение зарубежных и отечественных защиты и их отдельные функции для сетей 110 кВ с целью оценки возможности работы зарубежных защит в российских энергосистемах.

В результате произведенного сравнения можно сделать следующие выводы:

– Главным достоинством зарубежных дистанционных защит при КЗ на защищаемой линии является деблокировка защит при возникновении КЗ в режиме качаний и превышении при этом пороговых уровней токами нулевой и обратной последовательностей и фазным током. В отечественных же защитах непосредственно сами качания не выявляются;

– В зарубежных терминалах используется функция отключения защищаемой линии при качаниях. В отечественной практике данная функция возлагается на противоаварийную автоматику;

– При дифференциальной защите трансформаторов традиционным решением при использовании отечественных защит является соединение обмоток трансформаторов тока на стороне высшего напряжения трансформатора в «треугольник». В терминалах Seram производства «Шнейдер Электрик» используется ток нулевой последовательности от трансформатора тока, включенного в цепь заземления нейтрали трансформатора.

										Лист
										12
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ					

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [3]. В системе электропитания предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электропитания.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно термическое отделение. В данном отделении находится 14 электроприемников общей номинальной мощностью 383,5 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинный шкаф ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{иа}$ и коэффициента мощности $\cos \varphi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [4].

Далее для каждой группы однотипных электроприемников равной единичной мощности находим средние мощности

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

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

где n – число электроприемников;

$p_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт.

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 4 печей сопротивления, получающих питание от ШР-1

$$P_{cp} = 0,6 \cdot 4 \cdot 55,0 = 132,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp} = 0,6 \cdot 4 \cdot 55,0 \cdot 0,33 = 43,4 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

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

где n – реальное число электроприёмников;

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

$$n_3 = \frac{383,5^2}{14261} = 10.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

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

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

$$K_{\text{иа}} = \frac{198,7}{383,5} = 0,52.$$

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

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

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{103,9}{198,7} = 0,52.$$

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

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

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

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [5] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{\text{ра}} = f(n_3, k_{\text{иа}})$; $K_{\text{рр}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

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

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

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

$$P_p = 1,05 \cdot 198,7 = 208,6 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{10}} = 1,05.$$

$$Q_p = 1,05 \cdot 198,7 \cdot 0,52 = 109,3 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

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

$$S_p = \sqrt{208,6^2 + 109,3^2} = 235,5 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетный ток

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

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

$$I_p = \frac{235,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 357,8 \text{ А.}$$

Определим пиковую нагрузку по отделению

Выберем электроприемник (ЭП) с наибольшим пусковым током – вентилятор с параметрами:

- $P_{ном} = 10,0$ кВт – номинальная активная мощность;
- $\cos\varphi = 0,80$;
- $K_{пуск} = 5$ – кратность пускового тока.

Пусковой ток

$$I_{пуск} = \frac{K_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}. \quad (1.11)$$

$$I_{пуск} = \frac{5 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,8} = 105,5 \text{ А.}$$

Пиковый ток по отделению

$$I_{пик} = I_{пуск} + I'_p, \quad (1.12)$$

где I'_p – расчетный ток без учета запускаемого электроприемника, А.

$$I_{пик} = 105,5 + 342,1 = 447,6 \text{ А.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

15

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

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $k_{\text{иа}}$ и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [4].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (1.13)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.14)$$

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

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

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

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

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

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

$$P_{\text{срА}} = 0,5 \cdot 76 \cdot 0,75 + 0,5 \cdot 76 \cdot 0,25 = 38,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,5 \cdot 76 \cdot 0,15 + 0,5 \cdot 76 \cdot 0,73 = 33,4 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.15)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.16)$$

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

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot 38,0 = 114,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot 33,4 = 100,2 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{AB})} + P_{(\text{AC})}) + P_{\text{AO}}} \quad (1.17)$$

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

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P _{ном} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену								
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _с , кВт			Q _с , квар					
																	a	b	c	a	b	c			
Сварочное отделение																									
ОЭП, подключенные на U _л :																									
42 Установка сварочная многопостовая, однофазная, U _{ном} = 380 В	76,0	152,0	2	11552	76,0			a	0,75	0,15	57,0			0,50	0,75	0,88	28,5			5,7					
45 Аппарат сварочный, однофазный, U _{ном} = 380 В	40,0	80,0	1	1600				b	0,25	0,73		19,0										9,5			27,7
						40,0	b	0,75	0,15		30,0										15,0			3,0	
							c	0,25	0,73			10,0											5,0		14,6
							c	0,75	0,15			57,0											28,5		5,7
						76,0	a	0,25	0,73	19,0													9,5		27,7
Итого по ОЭП, подключенные на U _л		232,0	3	13152	76,0	40,0	76,0											38,0	24,5	33,5	33,4	30,7	20,3		
Всего по ОЭП:	40,0-76,0	232,0	3	13152	76,0	40,0	76,0							0,50	0,75	0,88	38,0	24,5	33,5	33,4	30,7	20,3			

$$K_{\text{на}} = \frac{38,0}{\frac{1}{2} \cdot (76,0 + 76,0)} = 0,50.$$

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

$$n_{\text{э}} = \frac{2453,3^2}{73158} = 82.$$

$$K_{\text{на}} = \frac{832,1}{2453,3} = 0,34.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{829,0}{832,1} = 1,00.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{на}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (1.18)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{на}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.19)$$

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

$$P_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 832,1 = 584,2 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 829,0 = 580,3 \text{ квар.}$$

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

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (1.20)$$

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

$P_{\text{у.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха, Вт/м² [6, п.6.3];

$F_{\text{ц}}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}}, \quad (1.21)$$

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

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		18

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 5775 = 78,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 78,0 \cdot 0,33 = 25,6 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(582,4 + 78,0)^2 + (580,3 + 25,6)^2} = 896,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Результаты расчета электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, полученные из выражений (1.1) – (1.22), приведены в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp}=K_{pa}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_{pa} находятся из [5].

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

Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

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

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{п.н/вi}}{P_{pi}}; \quad (1.24)$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Справочные данные			Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А
По заданию технологов				k _{иа}	cosφ	tgφ	k _{иа} ·P _{ном} , кВт	k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{рр}	K _{ра} ·k _{иа} ·P _{ном} , кВт	K _{рр} ·k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	S _p , кВА	
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму														
1	2	p _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Печь сопротивления	4	55,0	220,0	0,60	0,95	0,33	132,0	43,4	12100							
2 Молот пневматический	3	20,0	60,0	0,24	0,65	1,17	14,4	16,8	1200							
3 Молот пневматический	2	10,0	20,0	0,24	0,65	1,17	4,8	5,6	200							
4 Пресс гидравлический	3	10,0	30,0	0,20	0,65	1,17	6,0	7,0	300							
5 Вентилятор	4	10,0	40,0	0,80	0,80	0,75	32,0	24,0	400							
6 Вентилятор поддува	3	4,5	13,5	0,70	0,80	0,75	9,5	7,1	61							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	19	4,5-55,0	383,5	0,52	0,89	0,52	198,7	103,9	14261	10	1,05	1,05	208,6	109,3	235,5	357,8
ШР-2																
7 Сварочный аппарат	4	30,0	120,0	0,30	0,65	1,17	36,0	42,1	3600							
8 Ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,12	0,45	1,98	2,5	5,0	147							
9 Вальцы листогибочные	2	22,0	44,0	0,13	0,50	1,73	5,7	9,9	968							
10 Пресс гидравлический	4	10,0	40,0	0,18	0,65	1,17	7,2	8,4	400							
11 Пресс гидравлический	2	27,0	54,0	0,20	0,65	1,17	10,8	12,6	1458							
12 Станок радиально сверлильный	4	12,0	48,0	0,14	0,45	1,98	6,7	13,3	576							
13 Вентилятор-калорифер	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
14 Станок наждачный	2	5,0	10,0	0,12	0,45	1,98	1,2	2,4	50							
15 Вентилятор наждака	2	2,8	5,6	0,65	0,80	0,75	3,6	2,7	16							
16 Вентилятор	4	10,0	40,0	0,80	0,80	0,75	32,0	24,0	400							
17 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	32	7,5-30,0	448,6	0,33	0,68	1,08	147,8	160,2	8491	24	1,00	1,03	147,8	165,7	222,1	337,4
ШР-3																
18 Станок токарно-винторезный	4	16,2	64,8	0,14	0,50	1,73	9,1	15,7	1050							
19 Станок токарно-винторезный	3	30,0	90,0	0,12	0,45	1,98	10,8	21,4	2700							
20 Станок токарно-винторезный	2	42,4	84,8	0,13	0,50	1,73	11,0	19,1	3596							
21 Станок радиально-сверлильный	4	12,0	48,0	0,12	0,45	1,98	5,8	11,4	576							
22 Станок кругло-шлифовальный	3	7,2	21,6	0,14	0,50	1,73	3,0	5,2	156							
23 Станок вертикально-сверлильный	5	1,0	5,0	0,13	0,50	1,73	0,7	1,1	5							
24 Станок заточной	4	1,0	4,0	0,12	0,45	1,98	0,5	1,0	4							
25 Станок наждачный	4	4,5	18,0	0,14	0,50	1,73	2,5	4,4	81							
26 Вентилятор наждака	4	10,0	40,0	0,65	0,80	0,75	26,0	19,5	400							
27 Станок продольно-строгальный	2	48,2	96,4	0,12	0,50	1,73	11,6	20,0	4646							
28 Станок плоско-шлифовальный	3	15,8	47,4	0,14	0,50	1,73	6,6	11,5	749							
29 Станок токарно-револьверный	3	13,0	39,0	0,17	0,65	1,17	6,6	7,8	507							
30 Станок расточной	2	11,9	23,8	0,14	0,45	1,98	3,3	6,6	283							
31 Станок зубофрезерный	3	15,8	47,4	0,20	0,65	1,17	9,5	11,1	749							
32 Станок зубодолбежный	2	11,7	23,4	0,14	0,50	1,73	3,3	5,7	274							
33 Станок горизонтально-фрезерный	4	13,1	52,4	0,19	0,65	1,17	10,0	11,6	686							

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34 Станок вертикально-фрезерный	2	13,0	26,0	0,20	0,65	1,17	5,2	6,1	338							
35 Станок долбежный	3	10,9	32,7	0,12	0,45	1,98	3,9	7,8	356							
36 Станок строгальный	2	8,0	16,0	0,14	0,50	1,73	2,2	3,9	128							
37 Установка высокочастотная	2	60,0	120,0	0,20	0,65	1,17	24,0	28,1	7200							
38 Станок импульсный	2	40,0	80,0	0,20	0,65	1,17	16,0	18,7	3200							
39 Станок отрезной ножовочный	4	2,7	10,8	0,12	0,45	1,98	1,3	2,6	29							
40 Станок отрубной	3	5,0	15,0	0,13	0,50	1,73	2,0	3,4	75							
41 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	72	1,0-60,0	1030,5	0,18	0,58	1,41	183,2	258,2	28076	38	1,08	1,03	197,9	265,1	330,8	502,7
ШР-4																
42, 45 Однофазная нагрузка	3	40,0-76,0	192,0	0,50	0,75	0,88	114,0	100,2	13152							
43 Манипулятор сварочный	1	41,7	41,7	0,40	0,50	1,73	16,7	28,9	1739							
44 Преобразователь сварочный	3	30,0	90,0	0,30	0,65	1,17	27,0	31,6	2700							
46 Ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,12	0,50	1,73	2,5	4,4	147							
47 Вентилятор	4	20,0	80,0	0,80	0,80	0,75	64,0	48,0	1600							
48 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	16	7,0-76,0	448,7	0,52	0,71	0,98	232,6	227,6	19626	10	1,05	1,05	244,2	239,4	342,0	519,6
ШР-5																
49 Аппарат сварочный	2	30,0	60,0	0,25	0,45	1,98	15,0	29,8	1800							
50 Вентилятор	4	7,5	30,0	0,80	0,80	0,75	24,0	18,0	225							
51 Вентилятор-калорифер	2	14,0	28,0	0,80	0,80	0,75	22,4	16,8	392							
52 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	10	7,5-31,3	142,0	0,49	0,66	1,13	69,8	79,1	2705	7	1,10	1,06	76,8	83,9	113,8	172,8
Ремонтно-механический цех																
1 ШР-1	19	4,5-55,0	383,5	0,52	0,89	0,52	198,7	103,9	14261							
2 ШР-2	32	7,5-30,0	448,6	0,33	0,68	1,08	147,8	160,2	8491							
3 ШР-3	72	1,0-60,0	1030,5	0,18	0,58	1,41	183,2	258,2	28076							
4 ШР-4	16	7,0-76,0	448,7	0,52	0,71	0,98	232,6	227,6	19626							
5 ШР-5	10	7,5-31,3	142,0	0,49	0,66	1,13	69,8	79,1	2705							
Всего силовой нагрузки по ремонтно-механическому цеху	149	1,0-76,0	2453,3	0,34	0,71	1,00	832,1	829,0	73158	82	0,70	0,70	582,4	580,3	822,2	1249,2
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=5775 \text{ м}^2$			86,6	0,90	0,95	0,33							78,0	25,6	82,1	
Итого с учетом освещения	149	1,0-76,0	2539,9	0,34	0,71	1,00	832,1	829,0	73158	82	-	-	660,5	605,9	896,3	1361,8

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов ремонтно-механического завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц,2}$ $м^2$	$P_{уд осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв,2}$ кВт/м ²	$Q_{росв,}$ квар	$P_p + P_{росв,}$ кВт	$Q_p + Q_{росв,}$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Гараж и зарядная станция		5	10	0,35	0,65	1,17	4	4	1,26	4	5	1764	0,015	0,95	0,3	0,60	16	5	20	10	23
2 Компрессорная станция		51	532	0,80	0,85	0,62	426	264	0,80	340	211	3660	0,015	0,95	0,3	0,80	44	13	384	224	445
3 Заготовительный участок		15	145	0,45	0,70	1,02	65	67	1,00	65	67	1638	0,020	0,95	0,3	0,90	29	9	95	75	121
4 Электроремонтный цех		35	844	0,40	0,80	0,75	338	253	0,85	287	215	2240	0,020	0,95	0,3	0,80	36	11	323	226	394
5 Прессово-сварочный цех		84	2765	0,65	0,76	0,86	1797	1537	0,80	1438	1230	6027	0,020	0,95	0,3	0,90	108	33	1546	1262	1996
6 Сантехнический участок		18	379	0,60	0,85	0,62	227	141	1,00	227	141	1197	0,015	0,95	0,3	0,80	14	4	242	145	282
7 Модельный цех		34	626	0,40	0,75	0,88	250	221	1,00	250	221	1650	0,015	0,95	0,3	0,80	20	6	270	227	353
8 Механический цех		92	2619	0,55	0,80	0,75	1440	1080	0,78	1124	843	6642	0,020	0,95	0,3	0,90	120	36	1243	879	1522
9 Насосная станция		59	339	0,80	0,85	0,62	271	168	0,80	217	134	1886	0,020	0,95	0,3	0,80	30	9	247	144	286
10 Ремонтно-механический цех		82	2453	0,34	0,71	1,00	832	829	0,70	582	580	5775	0,015	0,95	0,3	0,90	78	26	660	606	896
11 Столярный цех		33	193	0,45	0,70	1,02	87	89	1,00	87	89	1290	0,020	0,95	0,3	0,90	23	7	110	96	146
12 Гальванический цех		64	858	0,80	0,85	0,62	686	425	0,80	549	340	2835	0,020	0,95	0,3	0,90	51	15	600	356	698
13 Литейный цех		63	1432	0,65	0,80	0,75	931	698	0,80	745	558	2992	0,020	0,95	0,3	0,90	54	16	798	575	984
14 Административный корпус		38	258	0,40	0,70	1,02	103	105	1,00	103	105	2160	0,020	0,95	0,3	0,85	37	11	140	116	182
15 Столовая		34	265	0,85	0,90	0,48	225	109	0,85	191	93	1519	0,015	0,95	0,3	0,85	19	6	211	99	233
16 Склад готовой продукции		15	94	0,30	0,60	1,33	28	38	1,03	29	39	2378	0,015	0,95	0,3	0,60	21	6	50	45	68
Освещение территории												232628	0,001	0,95	0,3	1,00	233	70	233	70	243
Итого по нагрузке 0,4 кВ			13812	0,56	0,79	0,78	7711	6028		6240	4871						934	282	7174	5153	8833
Нагрузка 10 кВ																					
2 Компрессорная станция																					
Синхронные двигатели (СД1)	630	3	1890	0,75	0,85	-0,62	1418	-878													
9 Насосная станция																					
Синхронные двигатели (СД2)	1250	2	2500	0,75	0,85	-0,62	1875	-1162													
13 Литейный цех																					
Дуговые сталеплавильные печи (ДСП)	2000	2	4000	0,75	0,80	0,75	3000	2250													
Индукционные печи типа ИЧТ	1600	2	3200	0,70	0,95	0,33	2240	736													
Итого по нагрузке 10 кВ		9	11590	0,74	0,99	0,11	8533	946													
Итого по предприятию			25402	0,64	0,92	0,43	16244	6974													

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (1.26)$$

где P_{pi} , $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.освi}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;
 m - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 3 мм:

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

$$m = \frac{20}{3,14 \cdot 3^2} = 0,72 \text{ кВт/мм}^2.$$

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

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (1.27)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.28)$$

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

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{р.н/вi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	$P_{р.в/вi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{н/вi}$, град	$\alpha_{осв/вi}$, град	$\alpha_{в/вi}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Гараж и зарядная станция	20	4	16		606	230	3	78	282	0

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2 Компрессорная станция	1802	340	44	1418	489	242	28	68	9	283
3 Заготовительный участок	94	65	29		517	126	6	248	112	0
4 Электроремонтный цех	323	287	36		467	349	12	320	40	0
5 Прессово-сварочный цех	1546	1438	108		437	126	26	335	25	0
6 Сантехнический участок	241	227	14		369	355	10	339	21	0
7 Модельный цех	270	250	20		375	242	11	334	26	0
8 Механический цех	1244	1124	120		304	124	23	325	35	0
9 Насосная станция	2122	217	30	1875	312	246	31	37	5	318
10 Ремонтно-механический цех	660	582	78		267	350	17	318	42	0
11 Столярный цех	110	87	23		243	267	7	284	76	0
12 Гальванический цех	600	549	51		167	90	16	329	31	0
13 Литейный цех	6039	745	54	5240	106	40	52	44	3	313
14 Административный корпус	140	103	37		74	326	8	266	94	0
15 Столовая	210	191	19		69	247	10	327	33	0
16 Склад готовой продукции	50	29	21		77	106	5	207	153	0

Используя данные, представленные в таблице 1.4, по формулам (1.27) – (1.28) определим координаты центра электрических нагрузок

$$x_{Ц} = 257 \text{ м}; y_{Ц} = 145 \text{ м}.$$

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

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

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия:

$$x_{ГПП} = 183 \text{ м}; y_{ГПП} = 224 \text{ м}.$$

Выводы по разделу один

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, определены координаты символического центра электрических нагрузок предприятия и местоположение главной понизительной подстанции.

2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

Определение мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по расчетной активной мощности за наиболее загруженной смену. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, так как ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением и не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу. Также важными факторами, учитываемыми при определении мощности цеховых ТП, являются: категория надежности электроснабжения, площадь цеха, тип трансформаторов.

На выбор числа трансформаторов и цехов ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью сокращения складского резерва на предприятии следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке типоразмеров трансформаторов до трех-четырех.

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т.п.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [8], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами иных типов: трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя и, без воздушной или газовой подушки, что исключает контакт масла с окружающей средой и позволяет исключить увлажнение, окисление и шламообразование масла; трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации; меньшие габаритные размеры, что является актуальным при дефиците внутрицеховой площади.

2.2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций

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

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [9], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

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

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

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

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

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А;

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

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

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

где N_t – число трансформаторов в цехе, принято равным 2.

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

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

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

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

Из анализа выражения (2.5) следует:

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

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

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

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

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

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

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

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторных ТП.

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

$$S_{т.н} \geq \frac{798}{2 \cdot 0,8} = 501 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 630 кВА.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 798^2} = 615 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Так как

$$Q_{1p} > Q_{p.ц}.$$

$$615 > 575 \text{ квар,}$$

поэтому нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{798^2 + 575^2}}{2 \cdot 630} = 0,78.$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора составит 1,4 при условии отключения части нагрузки III категории.

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

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (2.9)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

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

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (НПП) представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер НПП	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	1	$23 \cdot 92 = 2116$
2	2	$121 \cdot 83 = 10043$
3	3	$282 \cdot 49 = 13818$
4	4	$353 \cdot 39 = 13767$
4	5	$146 \cdot 42 = 6132$
7	6	$68 \cdot 53 = 3604$
9	7	$182 \cdot 86 = 15652$

Как видно из таблицы 2.2 установка НПП-7 с запиткой от ТП-9 – нецелесообразна, но выражение (2.9) было установлено достаточно давно, в связи с чем стоимости электрооборудования и тарифы на электроэнергию претерпели значительные изменения, поэтому для окончательного выбора оптимального варианта питания заводоуправления необходимо провести технико-экономическое сравнение двух вариантов: установка низковольтного распределительного пункта, либо

установка трансформаторной подстанции, которое будет представлено после расчета токов короткого замыкания. Иными словами, если будет установлена, путем технико-экономического сравнения вариантов, целесообразность установки НРП для варианта питания цеха с наибольшим результатом (15652 кВ·А·м), рассчитанным по выражению (2.9), то и для других цехов с меньшими полученными значениями установка НРП будет обоснованной в нынешней экономической ситуации

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.9), представим в таблице 2.3.

Выводы по разделу два

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

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

Таблица 2.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	Тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/ав}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА	
1 Гараж и зарядная станция	3	20	10	23	1764	0,01	100	НРП-1																				
2 Компрессорная станция	2	384	224	445	3660	0,14	630																					
Итого:		405	234	468	3660	0,14	630	1	ТМГ	400	2	1	0,8	496	234	0	0,58	1,16	0,7	5,9	1,0	4,5	5	20	410	254	483	
3 Заготовительный участок	3	95	75	121	1638	0,07	400	НРП-2																				
5 Прессово-сварочный цех	2	1546	1262	1996	6027	0,33	1600																					
Итого:		1641	1338	2117	1638	0,33	1600	2	ТМГ	1600	2	1	0,8	1965	1338	0	0,66	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	19	100	1660	1438	2196	
4 Электроремонтный цех	3	323	226	394	2240	0,18	1000																					
6 Сантехнический участок	3	242	145	282	1197	0,24	1000	НРП-3																				
Итого:		565	371	676	1764	0,18	1000	3	ТМГ	630	1	1	0,9	53	53	319	0,90	-	1,0	7,6	0,6	5,5	7	32	572	84	578	
7 Модельный цех	2	270	227	353	1650	0,21	1000	НРП-4																				
9 Насосная станция	2	247	144	286	1886	0,16	1000																					
11 Столярный цех	3	110	96	146	1290	0,11	630	НРП-5																				
Итого:		627	466	781	1650	0,16	1000	4	ТМГ	400	2	1	0,8	126	126	339	0,80	1,40*	0,7	5,9	1,0	4,5	9	31	636	157	656	
8 Механический цех	2	1243	879	1522	6642	0,23	1000																					
Итого:		1243	879	1522	6642	0,23	1000	5	ТМГ	1000	2	1	0,8	1007	879	0	0,76	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	15	76	1258	954	1579	
10 Ремонтно-механический цех	3	660	606	896	5775	0,16	1000																					
Итого:		660	606	896	5775	0,16	1000	6	ТМГ	1000	1	1	0,9	611	606	0	0,90	-	1,4	10,8	0,6	5,5	10	50	670	656	938	
12 Гальванический цех	2	600	356	698	2835	0,24	1000																					
16 Склад готовой продукции	3	50	45	68	2378	0,03	250	НРП-6																				
Итого:		651	401	764	2835	0,26	1600	7	ТМГ	630	2	1	0,8	770	401	0	0,61	1,22	1,0	7,6	0,6	5,5	8	33	658	434	788	
13 Литейный цех	2	798	575	984	2992	0,33	1600																					
Итого:		798	575	984	2992	0,33	1600	8	ТМГ	630	2	1	0,8	615	575	0	0,78	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	11	50	810	624	1023	
14 Административный корпус	3	140	116	182	2160	0,08	630	НРП-7																				
15 Столовая	3	211	99	233	1519	0,15	1000																					
Итого:		351	215	411	1290	0,11	630	9	ТМГ	400	1	1	0,9	81	81	134	0,90	-	0,7	5,9	1,0	4,5	5	19	356	100	370	
Трансформаторы высоковольтных ЭП																												
13 Литейный цех									ЭТМПК	2500	1	2							4,2	23,0	3,2	25,0	54	1410				
									ТСЗП	2500	1	2							3,9	12,0	1,3	5,5	32	340				
Итого по предприятию:																							175	2161	7030	4836		

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

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

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

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

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

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [3]

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

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

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

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

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

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

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m -число ТП, питающихся от ГПП, M -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{ИА}}$ и приводится в [5].

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

Число присоединений $n = m + M = 12 + 9 = 21$; $K_{ИА} = 0,64$, тогда $K_{ОМ} = 0,90$.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п} = 0,90 \cdot (6240 + 8533 + 175) + 934 = 14386 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{14,0 + 0,016 \cdot 14386} = 68 \text{ кВ.}$$

Так как предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, поэтому для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

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

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

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

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

$$Q_{эс} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}$$

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

$$Q_{эс.35} = 14386 \cdot 0,4 = 5755 \text{ квар.}$$

$$Q_{эс.110} = 14386 \cdot 0,5 = 7193 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

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

$$\Delta Q_{т.ГПП.35} = 0,07 \cdot \sqrt{14386^2 + 5755^2} = 1085 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{т.ГПП.110} = 0,07 \cdot \sqrt{14386^2 + 7193^2} = 1126 \text{ квар.}$$

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

$$S_{p.п.35} = \sqrt{14386^2 + (5755 - 1085)^2} = 15125 \text{ квар.}$$

$$S_{p.п.110} = \sqrt{14386^2 + (5755 - 1126)^2} = 15613 \text{ квар.}$$

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

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

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

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

$$S_{т.ном.35} \geq \frac{15125}{2 \cdot 0,7} = 10804 \text{ кВА.}$$

$$S_{т.ном.110} \geq \frac{15613}{2 \cdot 0,7} = 11152 \text{ кВА.}$$

На основании данных соотношений необходимо принять мощность трансформаторов равной 16 МВА, но ввиду наличия на предприятии резкопеременной нагрузки (дуговые сталеплавильные печи), необходимо согласовать мощность трансформатора ГПП с мощностью резкопеременной нагрузки [10]

$$S_{p.пер} < 0,1 \cdot S_{т.ном}.$$

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{p.пер}}{0,1}.$$

$$S_{p.пер} = S_{дсп} = \frac{P_{дсп}}{\cos \varphi}.$$

$$S_{p.пер} = \frac{2000}{0,80} = 2500 \text{ кВ·А.}$$

Тогда

$$S_{т.ном} \geq \frac{2500}{0,1} = 25000 \text{ кВ·А.}$$

Произведем проверку выполнения требований к стойкости трансформатора при ударных толчках током [11, п.6.4.2].

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Рассчитаем величину ударного толчка током ДСП из условия, что толчки тока ДСП не превышают 3,5-кратного значения номинального тока [12, п.7.5.45]

$$I_{\text{пик.сш1}} = I'_{\text{р.сш1}} + I_{\text{уд.т.дсп}}$$

$$I_{\text{пик.сш1}} = \frac{\sqrt{K'_{\text{ом}} \left(\frac{P_{\text{р.ичт}}}{2} + \frac{2}{3} P_{\text{р.сд1}} + \frac{P_{\text{р.сд2}}}{2} \right)^2 + K'_{\text{ом}} \left(\frac{Q_{\text{р.ичт}}}{2} + \frac{2}{3} Q_{\text{р.сд1}} + \frac{Q_{\text{р.сд2}}}{2} \right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} + 3,5 \frac{P_{\text{н.дсп}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{\text{пик.сш1}} = \frac{\sqrt{1,0 \cdot 3003^2 + 1,0 \cdot 1534^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + 3,5 \cdot \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,80} = 699,8 \text{ А.}$$

Отношение ударного толчка током к номинальному значению тока трансформатора не должно превышать 1,1 при числе ударных толчков током в сутки от 10 до 1000. Рассчитаем величину ударного толчка током ДСП

$$\frac{I_{\text{пик.сш1}}}{I_{\text{т.нн.ном}}} \leq 1,1.$$

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{699,8}{721,6} = 0,97 \leq 1,1.$$

Поэтому окончательно принимаем трансформаторы типа ТРДН-25000/35/10/10 и ТРДН-25000/110/10/10, технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Технические характеристики трансформаторов [13]

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
25	35	10/10	115	18,5	10,5	0,3
25	110	10/10	120	22,0	10,5	0,3

Выводы по разделу три

В данном разделе определено рациональное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического обоснования рационального напряжения внешнего электроснабжения на рисунках 4.1 и 4.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

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 воздушных линий (ВЛ).

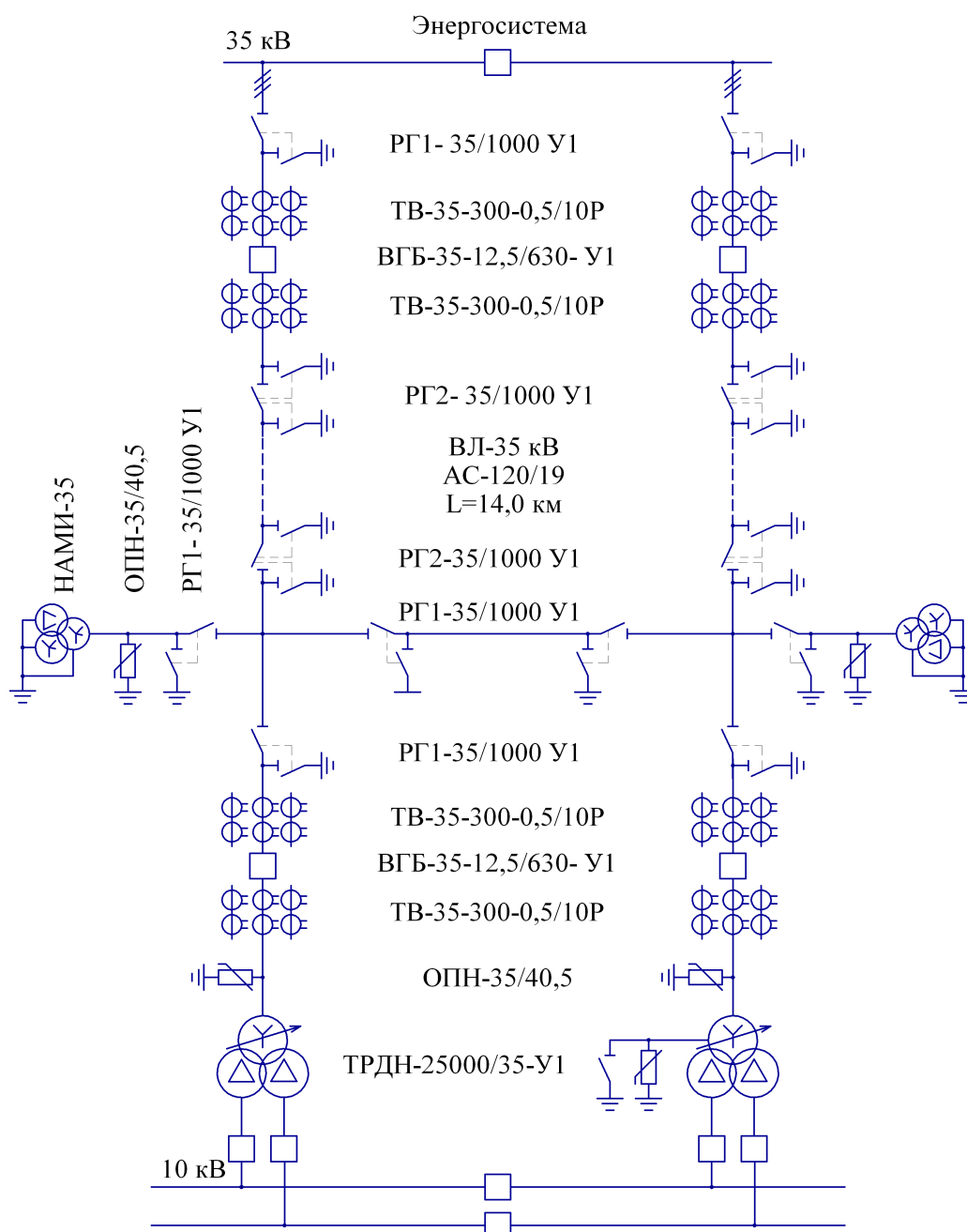


Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.
			Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

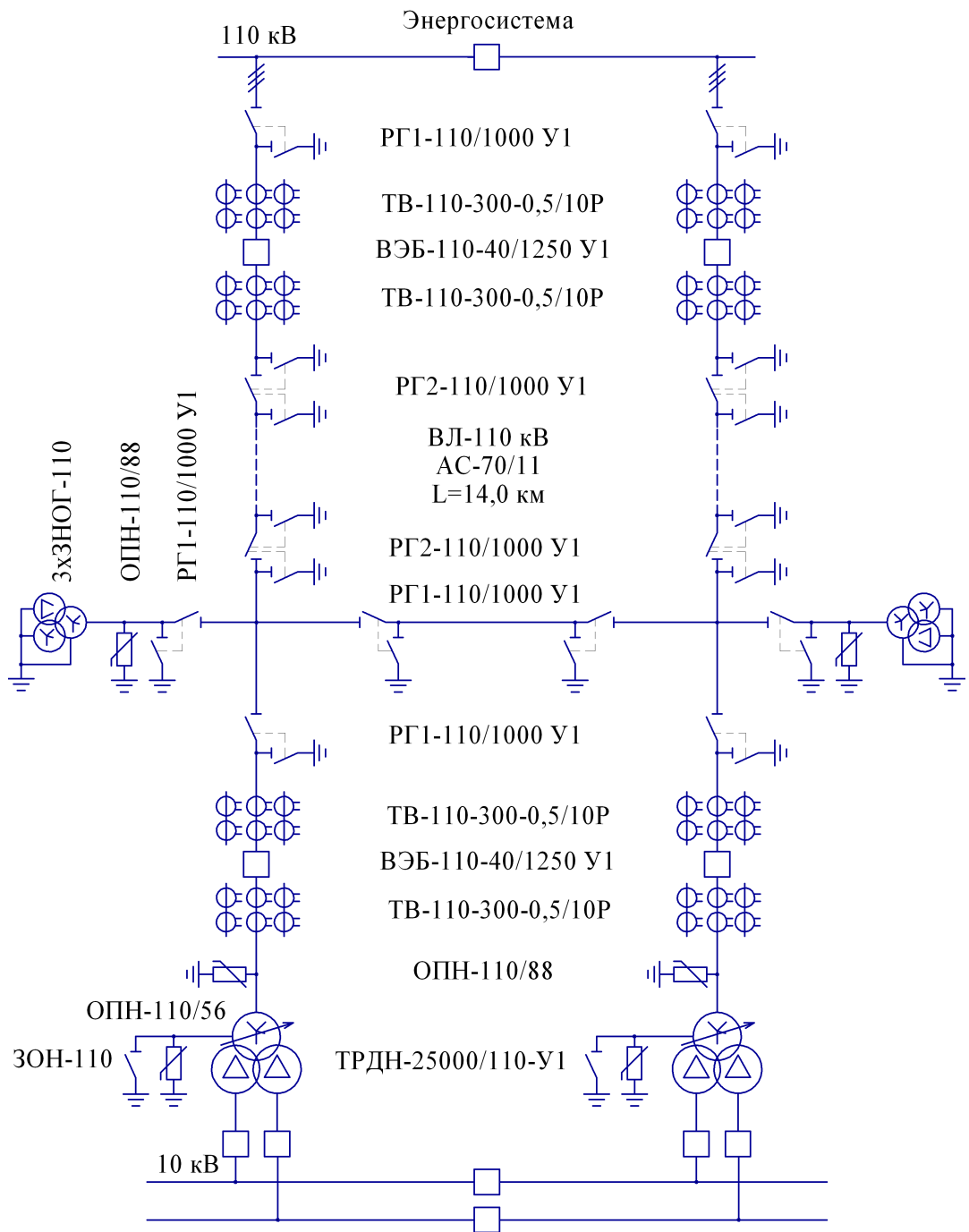


Рисунок 4.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где n - число трансформаторов ГПП;
 ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;
 $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

$$\Delta P_{т.35} = 2(18,5 + 0,30^2 \cdot 115) = 58 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

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

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

$U_{к}$ - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{т.35} = 2 \left(\frac{0,3}{100} 25000 + 0,30^2 \frac{10,5}{100} 25000 \right) = 630 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_{т} = n (\Delta P_{xx} \cdot T_{г} + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{м}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где $T_{м}$ - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4370}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2757 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{т.35} = 2(18,5 \cdot 8760 + 0,30^2 \cdot 115 \cdot 2742) = 382 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схем на напряжение 35 кВ и 110 кВ, найденные по формулам (4.1) – (4.4), представим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{ном}$, кВ	$\Delta P_{т}$, кВт	$\Delta Q_{т}$, квар	$T_{м}$, ч/год	τ , ч/год	$\Delta A_{т}$, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	58	630	4370	2757	382
110	67	662	4370	2757	450

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

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

$$S_{p.l.35} = \sqrt{(14386 + 58)^2 + 5755^2} = 15548 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

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

$$I_{p.l.35} = \frac{15548}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 128 \text{ А.}$$

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

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l.}. \quad (4.7)$$

$$I_{п.35} = 2 \cdot 128 = 256 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{p.l.}}{j_э}. \quad (4.8)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм² [12].

$$F_э = \frac{128}{1,1} = 117 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-120/19.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (4.9)$$

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

L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л.35} = 2 \cdot (3 \cdot 128^2 \cdot 0,25 \cdot 14,0 \cdot 2757) = 952 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схемах на напряжение 35 и 110 кВ, определенные по формулам (4.5) – (4.9), представим в таблице 4.2.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

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	$I_{д.доп.},$ Ом/км	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{л.},}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ год
35	15548	128	256	117	120	390	0,25	14,0	952
110	16145	42	84	39	70	265	0,43	14,0	179

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.3.

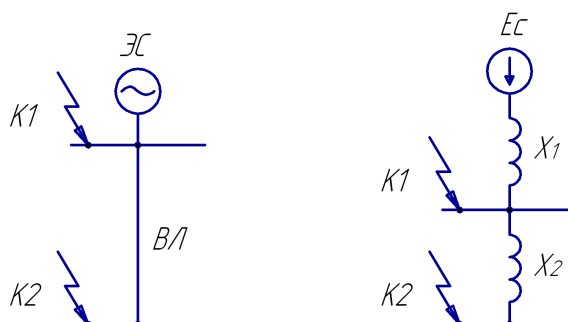


Рисунок 4.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

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

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{600} = 1,67.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

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

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,67} = 9,4 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1} \quad (4.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [4].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 9,4 = 22,8 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

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

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;
 U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,41 \cdot 14,0 \cdot 1000}{37^2} = 4,19.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)} \quad (4.14)$$

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,67 + 4,19)} = 2,7 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схем на напряжение 35 и 110 кВ, произведенного по формулам (4.10) – (4.14), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	S_6 , МВА	U_6 , кВ	$S_к$, МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	$I_{к1}$, кА	$I_{к2}$, кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
35	1000	37	600	1,67	4,19	9,4	2,7	22,8	6,8
110	1000	115	2700	0,37	0,47	13,6	6,0	33,0	15,3

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [4]:

– по номинальному напряжению

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

– по номинальному току

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

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} ; \quad (4.17)$$

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

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (4.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (4.19)$$

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (4.20)$$

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

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

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} ; \quad (4.21)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} , \quad (4.22)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [4].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}} ; \quad (4.23)$$

где $t_{\text{р.з.мин}}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

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

Завод-изготовитель [14, 15] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк,ном} \quad (4.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.25)$$

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

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.26)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (4.27)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14, 15] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВГБ-35-12,5/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35,0$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 256,0$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;	$I_{max} = 84,0$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau}$;	$I_{п,0} = 9,4$ кА;	$I_{отк} = 12,5$ кА;	$I_{п,0} = 13,6$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$;	$i_{a,\tau} = 3,8$ кА;	$i_{a,ном} = 5,7$ кА;	$i_{a,\tau} = 5,5$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 9,4$ кА;	$I_{пр.скв} = 12,5$ кА;	$I_{п,0} = 13,6$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 22,8$ кА;	$i_d = 35,0$ кА;	$i_y = 33,0$ кА;	$i_d = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$.	$B_k = 174,4$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 469$ $кА^2 \cdot с$	$B_k = 365,6$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Разъединители выбираются, согласно условиям [4]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.28)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (4.29)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (4.30)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (4.31)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} ; \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [16] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.32) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-35/1000У1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000У1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$	$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ;$	$I_{\text{max}} = 256,0 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$	$I_{\text{max}} = 84,0 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{дин.}} ;$	$i_y = 22,8 \text{ кА};$	$i_d = 50 \text{ кА};$	$i_y = 33,0 \text{ кА};$	$i_d = 100 \text{ кА};$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k ;$	$B_k = 174,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_k = 365,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки	Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность		
							P ₂ , Вт	Q ₂ , вар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
35 кВ									
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0

Продолжение таблицы 4.6

1		2	3	4	5	6	7	8	9
РІК	Цепи питающих линий	СЭТ-4ТМ.03М [17]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [18]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{Ином} = 35 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 100 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 100 > S _{2Σ}							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [19]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{Ином} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [20] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, коммутационные и контрольно-измерительные аппараты, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [3]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (4.33)$$

где C₃ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.34)$$

где E_n = 0,12 - нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{ai} - расходы на обслуживание.

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

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C_0', \quad (4.35)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.36)$$

где δ - поправочный коэффициент;

α - основная ставка тарифа, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ [21, 22];

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ [21, 22];

$K_M = 1$ - отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C'_{0.35} = 1,08 \left(\frac{1482,49 \cdot 12 \cdot 1}{2757} + 1,3563 \right) = 8,43 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C'_{0.110} = 1,05 \left(\frac{1214,22 \cdot 12 \cdot 1}{2757} + 1,3661 \right) = 6,98 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.33) – (4.36) сведем в таблицу 4.7 и 4.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [23].

Таблица 4.7 – Техничко-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000У1	пол	24	41	984	0,193	190			
Разъединитель РГ2-35/1000У1	пол	12	51	612	0,193	118			
Выключатель ВГБ-35-12,5/630У1	шт	4	998	3992	0,193	770			

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

45

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

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	85			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	35			
Трансформатор ТРДН-25000/35-У1	шт	2	4417	8834	0,193	1705	382146	3223	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-120/19 на стальных опорах	км	14	1962	27468	0,152	4175	952135	8030	
Всего по варианту				42510		7078	1334280	11253	18331

Таблица 4.8 – Технико-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ1-110/1000У1	пол	24	76	1824	0,193	352			
Разъединитель РГ2-110/1000У1	пол	12	89	1068	0,193	206			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	22	44	0,193	8			
ЗОН-110	шт	2	24	48	0,193	9			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	260	1560	0,193	301			
Трансформатор ТРДН-25000/110-У1	шт	2	6273	12546	0,193	2421	449960	3142	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	14	1641	22974	0,152	3492	178759	1248	
Всего по варианту				67548		12095	628716	4391	16486

4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затраты K, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб/год.	Потери элек- троэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приве- дённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	42510	7078	1334	11253	18331
U = 110 кВ	67548	12095	629	4391	16486

Приведённые затраты в I варианте больше, чем в варианте II на:

$$\frac{18331 - 16486}{18331} \cdot 100\% = 10,07 \%$$

Так как разница в приведенных затратах не превышает 15%, то выбираем вариант, у которого: выше номинальное напряжение; меньше расход цветного металла на провода воздушных линий; лучшая возможность развития сети при росте нагрузок и появлении новых пунктов потребления электроэнергии, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате сравнения выяснилось, что наиболее рациональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

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

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [24, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Распределительное устройство (РУ) 10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [24, п.6.3.3].

Электропечные установки и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [24, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [24, п.6.3.13.4].

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВ·А или два трансформатора мощностью 1600 кВ·А) схеме [24, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [24, 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. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями и токопроводами. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [12]).

Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода есть блуждающие токи, а также колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвЭКП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – изоляция из сшитого полиэтилена (фазная изоляция); Э – медный экран по изолированной жиле, К – броня из круглых стальных проволок, П – наружная оболочка из полиэтилена [25].

5.4 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [12].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

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

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

– при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

– 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.

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-5, определяется по формуле

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{N_T \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где P_p , Q_1 – расчетная нагрузка ТП (таблица 2.3);

$\Delta P_T, \Delta Q_T$ – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.3);

N_T – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.3);

n – количество ТП (таблица 2.3).

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{1258^2 + 954^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{1660^2 + 1438^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 108,9 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3}, \quad (5.2)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Ввиду отсутствия в ПУЭ [12, табл.1.3.36] информации об экономической плотности тока, соответствующей кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, экономическая плотность тока для указанных выше кабелей определяется как для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией. Поэтому для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4370$ ч/год экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм², а сечение кабельной линии определяется по формуле

$$F_{3,5} = \frac{108,9}{1,7} = 64 \text{ мм}^2.$$

Заводом-изготовителем [25] выпускаются трехжильные кабели 10 кВ минимальным стандартным сечением равным $F_{min.ct} = 50 \text{ мм}^2$.

По результатам расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к F_3 и $F_{min.ct}$, поэтому принимаем кабель типа АПвЭКП-10 (3х70) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп}=193$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,443$ Ом/км, $x_0=0,098$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k.}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.5} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 193 = 164,1 > \frac{108,9}{1} = 108,9 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

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

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к} \quad (5.4)$$

$$I_{ав5} = 2 \cdot 108,9 = 217,8 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф} \quad (5.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{ав.5} = 1,17 \cdot 164,1 = 191,9 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k} \quad (5.6)$$

$$191,9 < 217,8 \text{ А.}$$

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до АПвЭКП-10 (3x95) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 233 \text{ А}$, удельные сопротивления: $r_0 = 0,320 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,092 \text{ Ом/км}$.

Тогда

$$I_{доп.ф.5} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 233 = 198,1 > \frac{108,9}{1} = 108,9 \text{ А.}$$

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 198,1 = 231,7 > 217,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.7)$$

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

$$\Delta U_5 = \frac{1459 \cdot 10^3 \cdot 0,320 \cdot 0,142 + 1196 \cdot 10^3 \cdot 0,092 \cdot 0,142}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,16 < 5\%.$$

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.7) представлен в таблице 5.1.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _{э,2} , мм ²	F _{т,2} , мм ²	F _{ст,2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Г _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Г _{ав} , А	L, км	г ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП - ТП1	205	127	241	13,9	8	95	95	2хАПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	13,9	27,8	233	0,86	1,00	200,4	1,17	234,4	0,298	0,320	0,092	0,05
ГПП - ТП5	1459	1196	1886	108,9	64	95	95	2хАПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	108,9	217,8	233	0,85	1,00	198,1	1,17	231,7	0,142	0,320	0,092	0,16
ТП5 - ТП2	830	719	1098	63,4	37	95	95	2хАПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	63,4	126,8	233	0,93	1,00	216,7	1,17	253,5	0,132	0,320	0,092	0,09
ГПП - ТП3	572	84	578	33,4	20	95	95	АПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	33,4	-	233	0,85	1,00	198,1	-	-	0,374	0,320	0,092	0,14
ГПП - ТП4	318	79	328	18,9	11	95	95	2хАПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	18,9	37,8	233	0,85	1,00	198,1	1,17	231,7	0,126	0,320	0,092	0,03
ГПП - ТП6	670	656	938	54,2	32	95	95	АПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	54,2	-	233	0,85	1,00	198,1	-	-	0,212	0,320	0,092	0,12
ГПП - ТП7	734	529	905	52,2	31	95	95	2хАПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	52,2	104,5	233	0,90	1,00	209,7	1,17	245,3	0,102	0,253	0,089	0,05
ТП7 - ТП8	405	312	511	29,5	17	95	95	2хАПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	29,5	59,0	233	0,90	1,00	209,7	1,17	245,3	0,082	0,320	0,092	0,03
ГПП - ТП9	356	100	370	21,4	13	95	95	АПвЭКП-10 (3х95/50)	в траншее	21,4	-	233	0,90	1,00	209,7	-	-	0,112	0,320	0,092	0,03
ГПП - СД1	630	-390	741	42,8	25	50	50	АПвЭКП-10 (3х50/25)	в траншее	42,8	-	156	0,86	1,00	134,2	-	-	0,258	0,641	0,104	0,19
ГПП - СД2	1250	-775	1471	84,9	50	50	50	АПвЭКП-10 (3х50/25)	в траншее	84,9	-	156	0,85	1,00	132,6	-	-	0,118	0,641	0,104	0,17
ГПП - ДСП	2000	1500	2500	144,3	85	50	95	АПвЭКП-10 (3х95/25)	в траншее	144,3	-	233	0,85	1,00	198,1	-	-	0,235	0,320	0,092	0,37
ГПП - ИЧТ	1600	526	1684	97,2	57	50	50	АПвЭКП-10 (3х50/25)	в траншее	97,2	-	156	0,85	1,00	132,6	-	-	0,215	0,641	0,104	0,46
0,4 кВ																					
ТП1 - НРП1	20	10	23	32,6	-	-	16	АПвКШп-1 (4х16)	в траншее	32,6	-	81	1,00	1,00	80,9	-	-	0,092	1,910	0,077	2,27
ТП2 - НРП2	95	75	121	174,8	-	-	70	АПвКШп-1 (4х70)	в траншее	174,8	-	181	1,00	1,00	181,4	-	-	0,083	0,443	0,072	2,46
ТП3 - НРП3	242	145	282	407,1	-	-	120	2хАПвКШп-1 (4х120)	в траншее	203,5	-	248	0,90	1,00	223,5	-	-	0,049	0,253	0,069	2,18
ТП4 - НРП4	135	113	176	254,6	-	-	240	2хАПвКШп-1 (4х240)	на лотках	254,6	509,2	421	1,00	1,03	433,9	1,20	520,7	0,039	0,125	0,069	0,60
ТП4 - НРП5	110	96	146	210,4	-	-	120	АПвКШп-1 (4х120)	в траншее	210,4	-	248	0,90	1,00	223,5	-	-	0,042	0,253	0,069	0,90
ТП7 - НРП6	50	45	68	97,7	-	-	35	АПвКШп-1 (4х35)	в траншее	97,7	-	126	0,90	1,00	113,0	-	-	0,053	0,868	0,075	1,56
ТП9 - НРП7	140	116	182	262,6	-	-	150	АПвКШп-1 (4х150)	в траншее	262,6	-	278	1,00	1,00	278,1	-	-	0,086	0,206	0,069	1,98

Выводы по разделу пять

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта было принято решение прокладывать кабельные линии в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвЭКП-10.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		53

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 электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

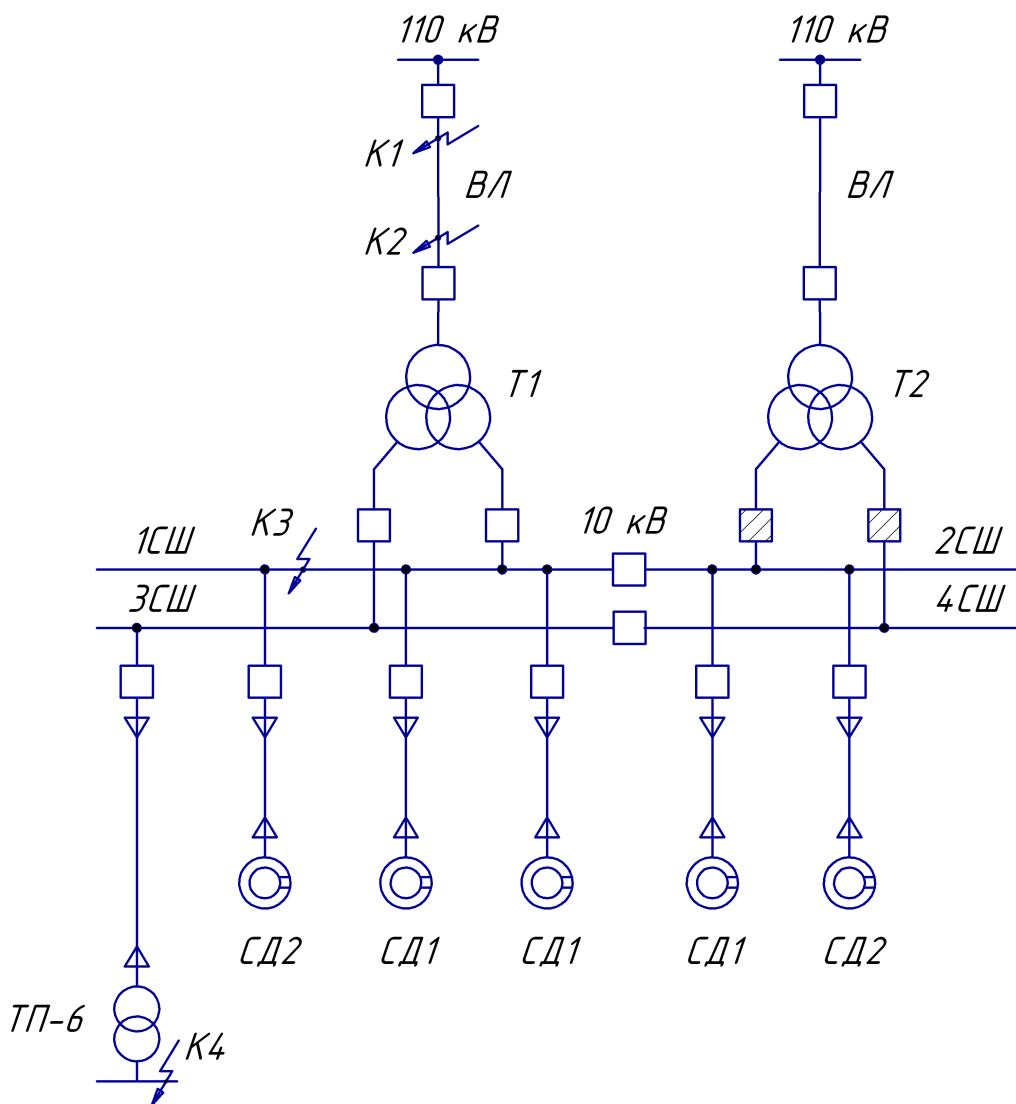


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- K_4 – в сети напряжением 0,4 кВ;

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

54

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

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

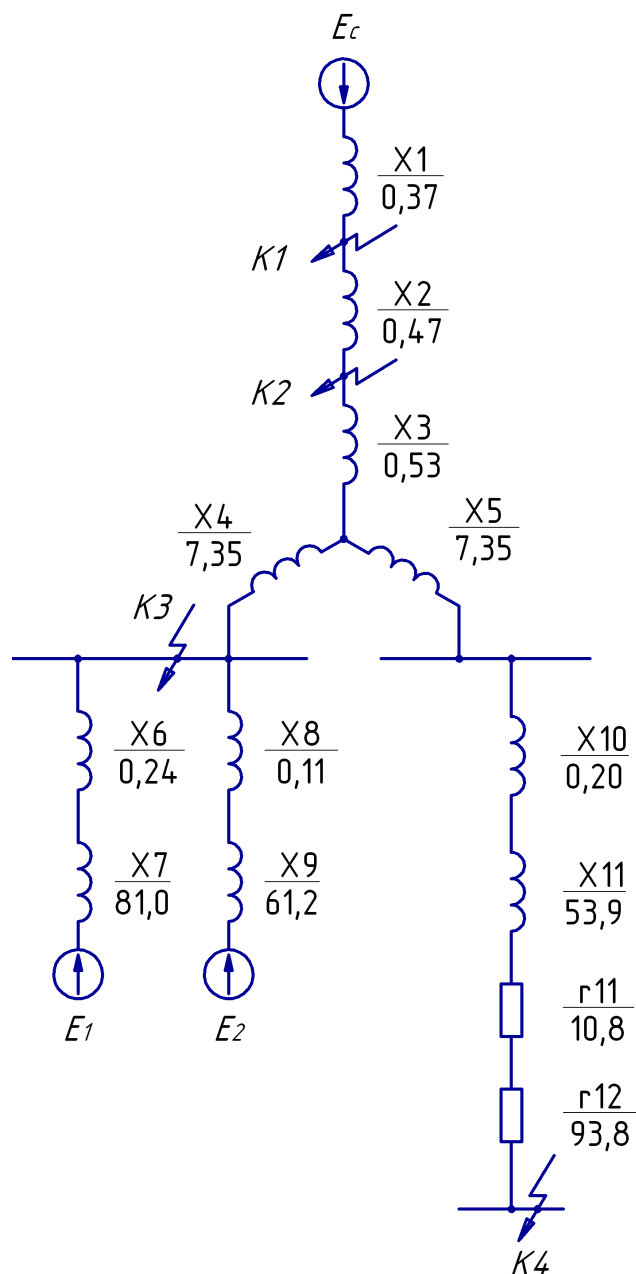


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_0 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\text{б}}}{S_c}, \quad (6.1)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2700} = 0,37.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

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

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

$L_{\text{вл}}$ – длина ВЛ, км;

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

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, МВ·А.

$$x_2 = x_{\text{л}} = 0,44 \cdot 14,0 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,47.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

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

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

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

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

Сопротивление обмотки высокого напряжения

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

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

Сопротивление обмоток низкого напряжения

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

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

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		56

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.6)$$

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

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

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

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

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,258 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,24.$$

$$x_8 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,118 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,11.$$

$$x_{10} = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,212 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,20.$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_{\text{д}} = \frac{1}{n_{\text{д}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{д}}}, \quad (6.7)$$

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

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

$$x_7 = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,90}{630} = 81,0.$$

$$x_9 = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,90}{1250} = 61,2.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-6:

$$z_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}}. \quad (6.8)$$

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

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$z_{11} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55. \quad (6.9)$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		57

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{S_6}{S_{HT}^2}, \quad (6.10)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

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

Индуктивное сопротивление трансформатора

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

$$x_{11} = \sqrt{55,0^2 - 10,8^2} = 53,9.$$

Согласно [24, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_{12} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.12)$$

$$r_{12} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

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

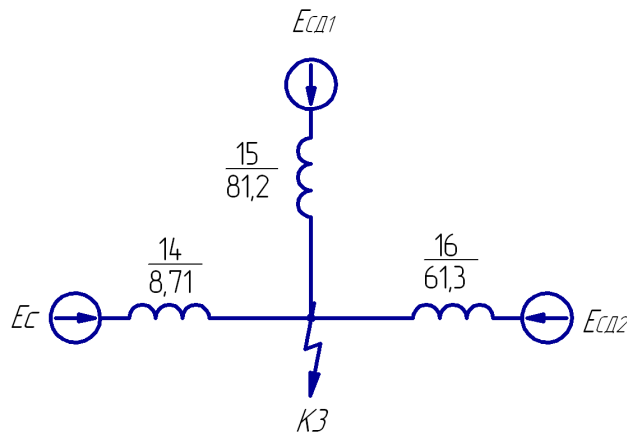


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

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

$$X_{14} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4. \quad (6.13)$$

$$X_{15} = X_6 + X_7. \quad (6.14)$$

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

$$x_{16} = x_8 + x_9. \quad (6.15)$$

$$x_{14} = 0,37 + 0,47 + 0,53 + 7,35 = 8,71.$$

$$x_{15} = 0,24 + 81,0 = 81,2.$$

$$x_{16} = 0,11 + 61,2 = 61,3.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.16)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{14}} \cdot I_6. \quad (6.17)$$

$$I_{сд1} = \frac{E_1}{x_{15}} \cdot I_6. \quad (6.18)$$

$$I_{сд2} = \frac{E_1}{x_{16}} \cdot I_6. \quad (6.19)$$

$$I_c = \frac{1}{8,71} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА}.$$

$$I_{сд1} = \frac{1,1}{81,2} \cdot 55 = 0,7 \text{ кА}.$$

$$I_{сд2} = \frac{1,1}{61,3} \cdot 55 = 1,0 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3/0/} = I_c + I_{сд1} + I_{сд2}. \quad (6.20)$$

$$I_{кз3/0/} = 6,3 + 0,7 + 1,0 = 8,0 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.21)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [4].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,0 = 21,8 \text{ кА}.$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		59

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.22)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,0 = 146 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_\Sigma = r_{11} + r_{12}. \quad (6.23)$$

$$r_\Sigma = 10,8 + 93,8 = 104,6.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_\Sigma = x_8 + x_9 + x_{12}. \quad (6.24)$$

$$x_\Sigma = 0,20 + 53,9 + 8,71 = 62,8.$$

Полное сопротивление

$$z_\Sigma = \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}. \quad (6.25)$$

$$z_\Sigma = \sqrt{104,6^2 + 62,5^2} = 122,0.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_4}. \quad (6.26)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{122,0} = 8,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.27)$$

$$I_{к4} = \frac{8,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 11,8 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

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

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [4].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,8 = 26,8 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.29), представим в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВ·А
K ₁	115	13,6	33,0	2700
K ₂	115	6,0	15,3	1195
K ₃	10,5	8,0	21,8	146
K ₄	0,4	11,8	26,8	8,2

Выводы по разделу шесть

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

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах промышленных предприятий, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции с обмоткой высокого напряжения 10 кВ. Эти ТП запитываются от шин 10 кВ главной понизительной подстанции по радиальным или магистральным схемам. Однако, в некоторых случаях, при небольшой мощности потребителей в цехе планируется установка распределительного пункта низкого напряжения, с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Традиционно принято оценивать целесообразность такой схемы на основе выражения (2.9). Как видно из таблицы 2.3 установка НРП-7 с запиткой от ТП-9 – нецелесообразна, поэтому для окончательного выбора оптимального варианта питания цеха необходимо провести технико-экономическое сравнение двух вариантов:

I вариант – установка трансформаторных подстанций ТП-9 и установка вновь вводимой трансформаторной подстанции ТП-10 (рисунок 7.1);

II вариант – установка НРП-7 с запиткой от ТП-9 (рисунок 7.2).

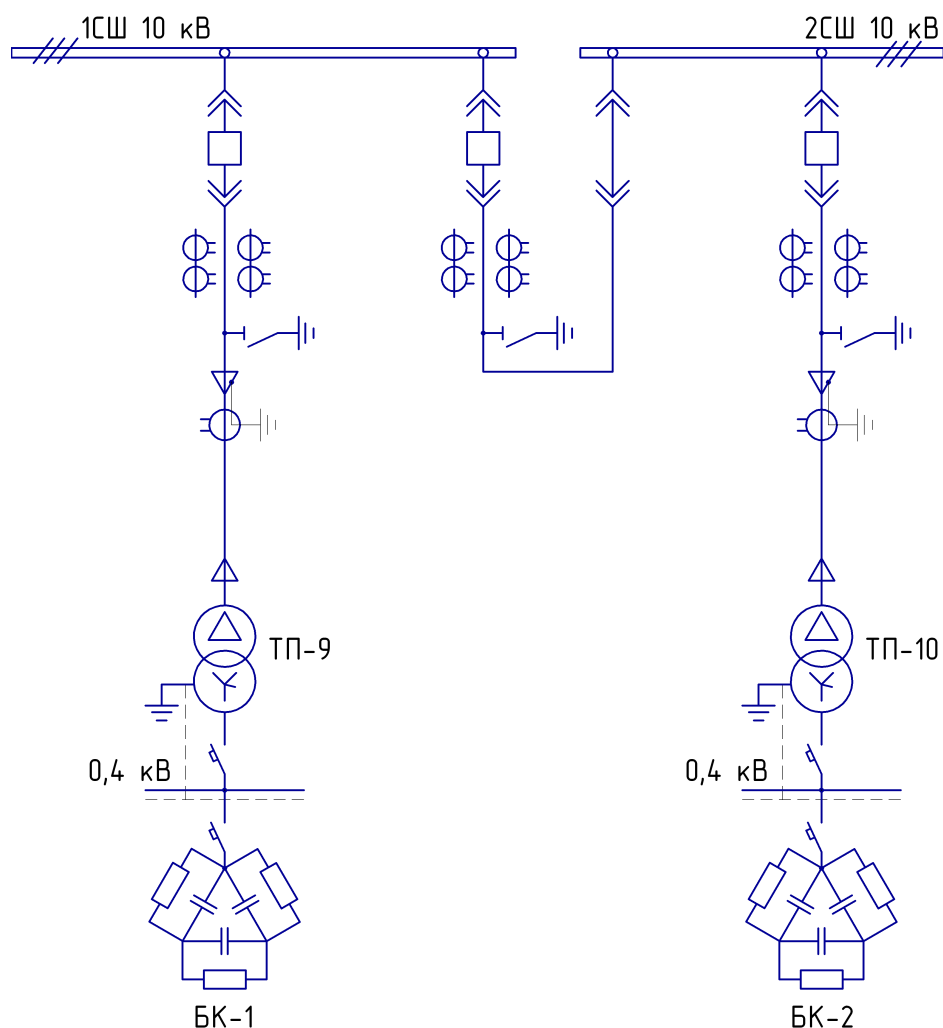


Рисунок 7.1 – Схема принципиальная для варианта I

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

62

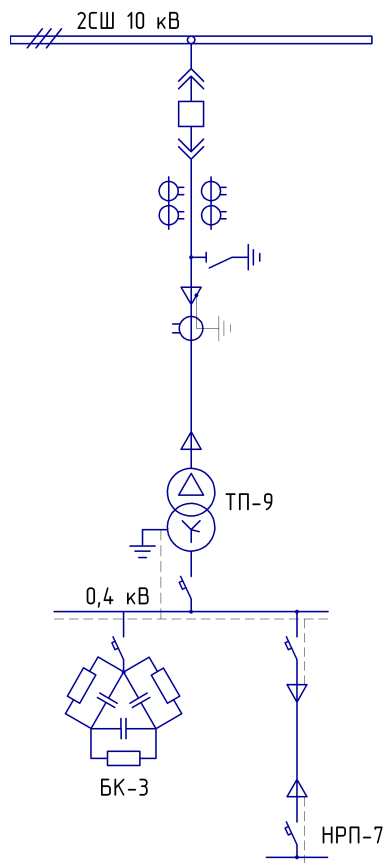


Рисунок 7.2 – Схема принципиальная для варианта II

7.1 Выбор трансформаторов цеховых ТП

Выбор трансформаторов ТП-9 и ТП-10, проведенный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Выбор трансформаторных подстанций

Наименование цеха	Категория надежности	P_p , кВт	Q_p , кВт	S_p , кВА	$F_{ц}$, м ²	σ , кВА/м ²	$S_{э.т.}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
15 Столовая	3	211	99	233	1519	0,15	1000
14 Административный корпус	3	140	116	182	2160	0,08	630

Окончание таблицы 7.1

Наименование цеха	Номер ТП	$S_{н.т.мин}$, кВА	$S_{н.т.прин}$, кВА	$N_{тр}$ в ТП	$N_{ТП}$	$k_{з.т.доп}$	$Q_{1р}$, вар	Q_1 , вар	$Q_{ку}$, вар	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.п/ав}$
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
15 Столовая	ТП-9	234	250	1	1	0,90	79	79	20	0,90	-
14 Административный корпус	ТП-10	156	160	1	1	0,90	34	34	82	0,90	-

7.2 Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ТП

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.n}^2 \Delta P_{кз}); \quad (7.1)$$

где $n = 2$ - число трансформаторов ТП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт;

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.n}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (7.2)$$

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

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

Потери электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.n}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (7.3)$$

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

Годовое число часов максимальных потерь

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

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [4].

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4370}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2757 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчетов по выражениям (7.1) – (7.3) представим в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Номер ТП	$S_{н.т.}$, кВА	$k_{3.n}$	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	i_{xx} , %	U_k , %	ΔA_T , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
Вариант I							
ТП-9	250	0,90	0,47	4,2	1,2	4,5	13445
ТП-10	160	0,90	0,41	2,9	1,4	4,5	10033
Вариант II							
ТП-9	400	0,90	0,72	5,9	1,0	4,5	19411

7.3 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{p.l.} = \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}}. \quad (7.4)$$

Ток в послеаварийном режиме для двухтрансформаторной ТП

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l.}. \quad (7.5)$$

Сечение кабелей находим по экономической плотности тока [12]

$$F_3 = \frac{I_{p.l.}}{j_3}. \quad (7.6)$$

После чего необходимо проверить выбранный кабель по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Согласно [26, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости. Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$W_k \leq I_{тер.доп1}^2, \quad (7.7)$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{p.з.} + t_{o.в.} + T_a), \quad (7.8)$$

где $t_{p.з.} = 0,6$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{o.в.} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [27];

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [4].

Потери активной энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (7.9)$$

где L - расстояние источника питания до ТП, км.

Результаты расчета по формулам (7.4) – (7.9) представим в таблице 7.3.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		65

Таблица 7.3 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Номер ТП	$I_{р.л.},$ А	$I_{п.},$ А	$F_{з.},$ мм ²	$F_{т.с.},$ мм ²	$F_{ст.},$ мм ²	Тип кабеля	$I_{доп.},$ А	$r_0,$ Ом/км	L, км	$\Delta A_{л.},$ кВт·ч/ год
Вариант I										
ГПП-ТП9	13,5	-	8	95	95	АПВЭКП-10 (3x95/50)	233	0,320	0,112	54
ГПП-ТП10	8,6	-	5	95	95	АПВЭКП-10 (3x95/50)	233	0,320	0,198	39
Вариант II										
ГПП-ТП9	21,4	-	13	95	95	АПВЭКП-10 (3x95/50)	233	0,320	0,112	135
ТП9-НРП7	262,6	-	-	-	150	АПВКШп-1 (4x150)	278	0,206	0,086	10105

7.4 Выбор комплектного электрооборудования

На ГПП устанавливаются ячейки двустороннего обслуживания типа К-104М. Конструктивной особенностью данных шкафов является размещение сборных шин в нижней части шкафов, а линейного отсека над ними. Такая компоновка позволяет оператору удобно работать с любым аппаратом, расположенным в линейном отсеке (измерительными трансформаторами тока, заземляющими разъединителями), а также удобно разделять и обслуживать силовые кабели [28].

Ячейки К-104М комплектуются вакуумными выключателями типа ВВЭ-10, трансформаторами тока ТЛК-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек К-104М представлены в таблице 7.4 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП10 (вариант II).

Таблица 7.4 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП9

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = 21,4$ А	$I_{ном} = 630,0$ А
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 21,8$ кА	$i_{дин} = 81,0$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 50,5$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0$ кА ² ·с

Аналогичные ячейки КРУ принимаются для остальных отходящих от ГПП кабельных линий как для варианта I, так и для варианта II.

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

Для установки в цехах предприятия будем принимать КТП производства Березовского завода подстанция [29]. Данные КТП комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ мощностью 160, 250 и 400 кВА.

При радиальном соединении КТП используется схема с глухим вводом. Шкаф глухого ввода снабжен устройством стыковки с боковым фланцем трансформатора и узлом крепления вводного кабеля.

В качестве НРП-7 принимаем распределительное устройство, укомплектованное щитами ЩО70-1-24УЗ [30]. Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. На передней стороне ЩО расположены измерительные приборы и ручки управления коммутационными аппаратами. Сборные шины ЩО-70 закрыты защитным кожухом, исключающим случайное прикосновение оперативного персонала к токоведущим частям электроустановки.

7.5 Определение технико-экономических показателей

Выбор оптимального варианта производится по методу, основанному на определении минимума годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [3]

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3; \quad (7.10)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

k_i - сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников;

C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (7.11)$$

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

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{oi} - расходы на обслуживание.

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

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C_0'; \quad (7.12)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0' = \delta \left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (7.13)$$

где $\delta = 1,03$ – поправочный коэффициент,

$\alpha = 1214,12$ – основная ставка тарифа, руб/кВт·мес [21, 22];

$\beta = 1,3661$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч [21, 22];

$K_M = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия.

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (7.10) – (7.13) с учетом стоимости оборудования взятого из [23, 29, 30] для варианта I и варианта II сведем в таблицы 7.5 и 7.6 соответственно.

Таблица 7.5 – Технико-экономические показатели варианта I

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВт·ч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	2,000	815,0	1630,0	0,193	315			
Комплектная трансформаторная подстанция КТП-250/10/0,4	шт	1,000	190,0	190,0	0,193	37	13445	93,9	
Комплектная трансформаторная подстанция КТП-160/10/0,4	шт	1,000	140,0	140,0	0,193	27	10033	70,1	
Прокладка одноцепной кабельной линии в траншее ГПП-ТП9 АПвЭКП-10 (3x95/50) в траншее	км	0,112	436,9	97,9	0,152	15	54	0,4	
Прокладка одноцепной кабельной линии в траншее ГПП-ТП10 АПвЭКП-10 (3x95/50) в траншее	км	0,198	436,9	173,0	0,152	26	39	0,3	
Батарея конденсаторов БК-1 КРМ-0,4-20-5У3	шт	1,000	23,8	23,8	0,193	5			
Батарея конденсаторов БК-2 КРМ-0,4-100-25У3	шт	1,000	48,4	48,4	0,193	9			
Всего по варианту				2303,1		433	23570	164,6	598,0

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

68

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

Таблица 7.6 – Технико-экономические показатели варианта II

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВт·ч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	1,000	815,0	815,0	0,193	157			
Комплектная трансформаторная подстанция КТП-400/10/0,4	шт	1,000	280,0	280,0	0,193	54	19411	135,6	
Панель распределительная ЩО70-1-24У3	шт	1,000	45,6	45,6	0,193	9			
Прокладка одноцепной кабельной линии в траншее ГПП-ТП9 АПвЭКП-10 (3x95/50) в траншее	км	0,112	436,9	97,9	0,152	15	135	0,9	
Прокладка одноцепной кабельной линии в траншее ТП-9-НРП7 АПвКШп-1 (4x150) в траншее	км	0,086	267,0	45,9	0,152	7	10105	70,6	
Батарея конденсаторов БК-3 КРМ-0,4-150-25У3	шт	1,000	53,2	53,2	0,193	10			
Всего по варианту				1337,6		252	29652	207,1	459,3

7.6 Выбор оптимального варианта

Для выбора наилучшего варианта схемы электроснабжения цеха сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов (таблица 7.7).

Таблица 7.7 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб/год	Потери электроэнергии ΔA , кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб/год
I вариант	2303,1	433	23570	164,6	598,0
II вариант	1337,6	252	29652	207,1	459,3

Приведённые затраты во втором варианте меньше, чем в первом на:

$$\frac{598,0 - 459,3}{598,0} \cdot 100\% = 23,2\% .$$

Поэтому принимаем вариант II.

Выводы по разделу семь

Путем технико-экономического сравнения вариантов, определена целесообразность установки НРП-7 для варианта питания цеха с наибольшим результатом (15652 кВ·А·м), рассчитанным по выражению (2.9), значит и для других цехов с меньшими полученными значениями установка НРП будет обоснованной в нынешней экономической ситуации.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		70

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

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

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

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

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1010,4 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 8,0^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,12) = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (8.1) – (8.2) и каталожные данные ячеек КРУ [28] представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [4]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2 Выбор выключателей КРУ

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

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1600 УЗ [27].

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

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1600 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 8,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,г}}$	$i_{\text{а,г}} = 3,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном.}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 8,0 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р-УЗ [31]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1500-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

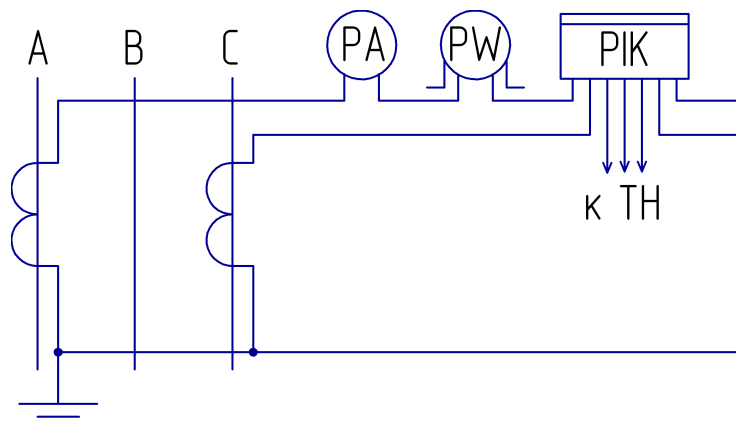


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

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

Сопротивление приборов

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

73

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

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

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

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением 4 мм². Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{max} , А	I _{п.0} , кА	i _y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП1	10	27,8	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП5	10	217,8	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП3	10	33,4	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП4	10	37,8	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП6	10	54,2	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - ТП7	10	104,5	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП - ТП9	10	49,1	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - СД1	10	42,8	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - СД2	10	84,9	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ДСП	10	144,3	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП - ИЧТ	10	97,2	6,2	16,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [28, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

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

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

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

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

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3и втычной разъединитель. Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 8.2.

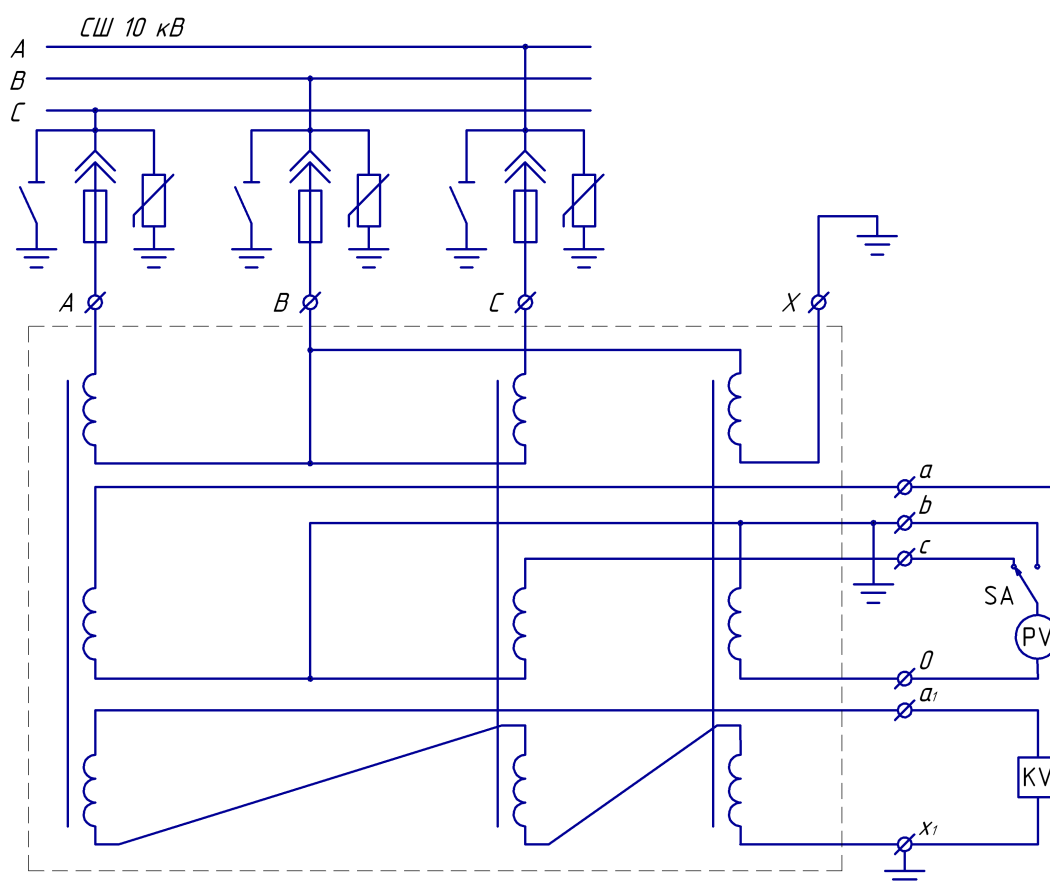


Рисунок 8.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [32]

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (8.3) – (8.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 8.6

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

75

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	12	18	24
Итого								25	24
НАМИ-10У2 [32]		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 35 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

8.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [33].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-5, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [33] представлены в таблицах 8.7 и 8.8.

Таблица 8.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 50,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-80-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 80 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 8,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-2	10	129,3	8,0	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	80,8	8,0	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	50,9	8,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	50,9	8,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3

8.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛ3 [34]. Выбор токопровода представим в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1010,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 89,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.7 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.

Согласно [26, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия [26]

$$W_k \leq I_{\text{тер.доп}}^2 \quad (8.5)$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$W_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (8.6)$$

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

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

T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 8.3 изображим карту селективности.

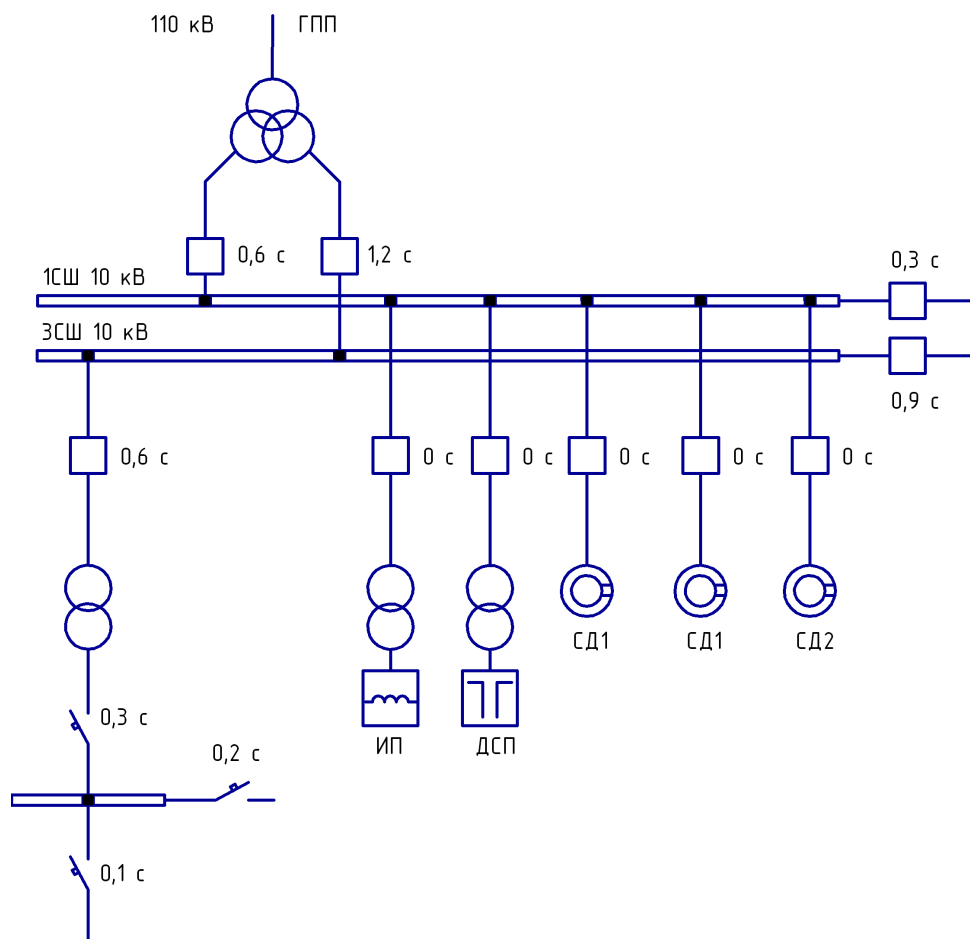


Рисунок 8.3 – Карта селективности

Для примера, рассчитаем тепловой импульс тока короткого замыкания для кабельной линии, питающей ТП, по формуле (8.6)

$$W_k = 8,0^2 \cdot (0,6 + 0,06 + 0,12) = 50,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверку кабелей на термическую стойкость к токам короткого замыкания, выполненную по выражениям (8.5) – (8.6), представим в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

КЛ	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп1.ж}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп1.э}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ГПП – ТП	8,0	0,6	0,06	0,12	50,5	79,2	95	90,3	50
ГПП – ДСП	8,0	0	0,06	0,12	11,6	22,1	50	23,0	25
ГПП – ИП	8,0	0	0,06	0,12	11,6	22,1	50	23,0	25
ГПП – СД	8,0	0	0,06	0,12	11,6	22,1	50	23,0	25

В таблице 8.12 представим кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 8.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП - ТП1	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - ТП5	95	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП5 - ТП2	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - ТП3	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - ТП4	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - ТП6	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - ТП7	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП7 - ТП8	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - ТП9	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП - СД1	50	50	АПвП-10 (3x50/25)
ГПП - СД2	50	50	АПвП-10 (3x50/25)
ГПП - ДСП	95	95	АПвП-10 (3x50/25)
ГПП - ИЧТ	50	50	АПвП-10 (3x50/25)

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

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

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

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

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-25/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-10.

8.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии Masterpact [35]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 8.13.

Таблица 8.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	808	9,6	21,6	Masterpact NW10N1
	Секционный	404	9,6	21,6	Masterpact NT06N1
ТП-2	Вводной	3232	9,6	21,6	Masterpact NW40N1
	Секционный	1616	9,6	21,6	Masterpact NW20N1
ТП-3	Вводной	1272	9,6	21,6	Masterpact NW16N1
ТП-4	Вводной	808	9,6	21,6	Masterpact NW10N1
	Секционный	404	9,6	21,6	Masterpact NT06N1
ТП-5	Вводной	2020	9,6	21,6	Masterpact NW25N1
	Секционный	1010	9,6	21,6	Masterpact NW16N1
ТП-6	Вводной	2020	9,6	21,6	Masterpact NW25N1
ТП-7	Вводной	1272	9,6	21,6	Masterpact NW16N1
	Секционный	636	9,6	21,6	Masterpact NW08N1
ТП-8	Вводной	1272	9,6	21,6	Masterpact NW16N1
	Секционный	636	9,6	21,6	Masterpact NW08N1
ТП-9	Вводной	1272	9,6	21,6	Masterpact NW16N1

Выводы по разделу восемь

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

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		80

9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

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

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

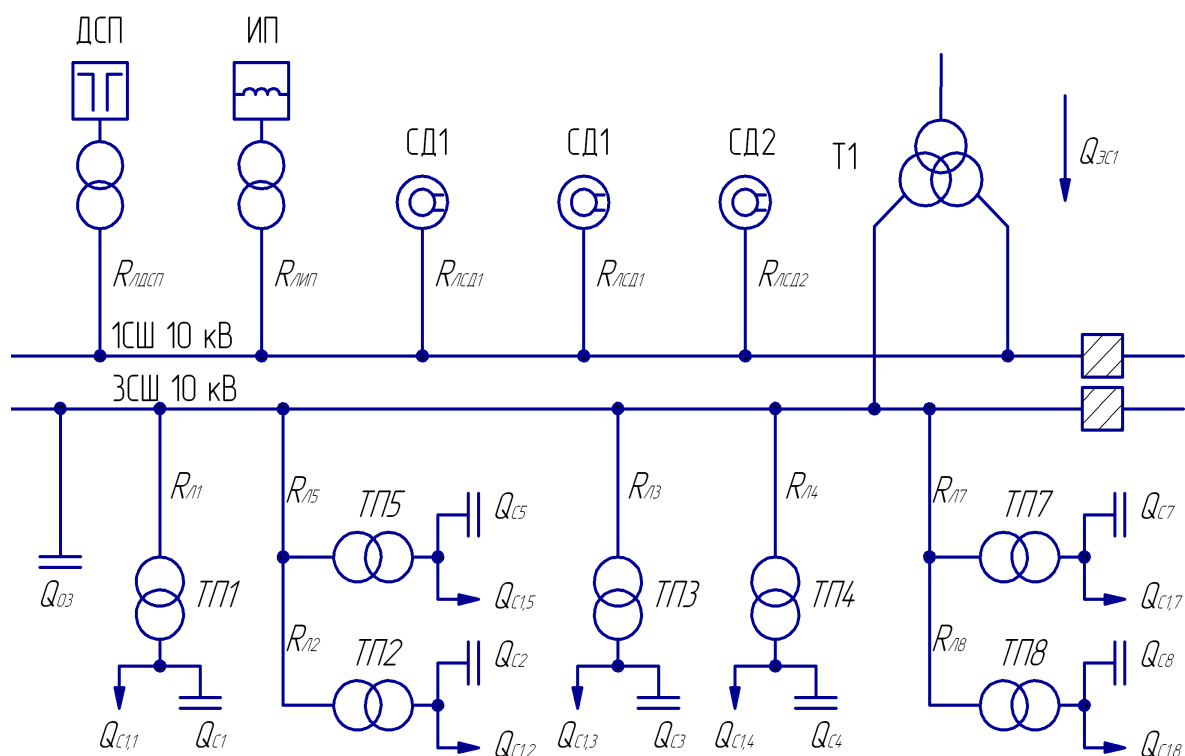


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

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

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

$$R_{T1} = \frac{5900 \cdot 10^2}{400^2} = 3,69 \text{ Ом.}$$

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

81

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

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

$$R_{л1} = 0,320 \cdot 0,298 = 0,10 \text{ Ом.}$$

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

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.і}$, кВА	Q_{li} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	400	117	10	3,69	0,10
ТП-2	1600	669	50	0,68	0,04
ТП-3	630	53	32	1,91	0,12
ТП-4	400	63	16	3,69	0,04
ТП-5	1000	439	38	1,08	0,05
ТП-7	630	200	17	1,91	0,03
ТП-8	630	287	25	1,91	0,03
Итого		1828	187		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=1214,22 \cdot 12=14570,64$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,3661$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_s в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,05 \cdot (14570,64 \cdot 1 + 1,3661 \cdot 2757) = 19254 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

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

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

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

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

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

$\alpha_{\text{изм}}$ - индекс изменения сметной стоимости [36].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 19254 \cdot 0,45 = 211933 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

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

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

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

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 19254 \cdot 0,15 = 104523 \text{ руб/Мвар.}$$

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

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{\text{Д.ном.}i}$, МВт	$Q_{\text{Д.ном.}i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД	СТД	10	0,63	0,408	6	3000	2,59	3,95

Располагаемая реактивная мощность СД:

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

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

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

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

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

$$Q_{\text{сдi}} = \frac{3_{10} - 3_{1\text{Г.сдi}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.сдi}}}, \quad (9.6)$$

$$R_{\text{э.сдi}} = \frac{R_{\text{л.сдi}}}{N_1} + \frac{3_{2\text{Г.сдi}}}{a \cdot C_0}. \quad (9.7)$$

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

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{\text{сд.ми}}$, Мвар	$3_{1\text{Г.сдi}}$, руб/Мвар	$3_{2\text{Г.сдi}}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.сдi}}$, Ом	$Q_{\text{сдi}}$, Мвар
СД1	1,27	121539	203694	1,11	0 (-0,04)
СД2	1,68	112161	98719	0,55	0 (-0,04)
Итого	2,95				0

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

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

$$R_{\text{э1}} = r_1 = R_{\text{л1}} + R_{\text{т11}}. \quad (9.8)$$

$$R_{\text{э1}} = r_1 = 3,69 + 0,10 = 3,79 \text{ Ом.}$$

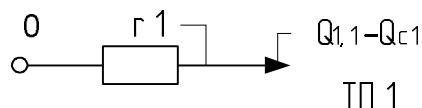


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-7 и ТП-8, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

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

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{1,91} + \frac{1}{0,03 + 1,91} = 1,04.$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) r_1, \quad (9.10)$$

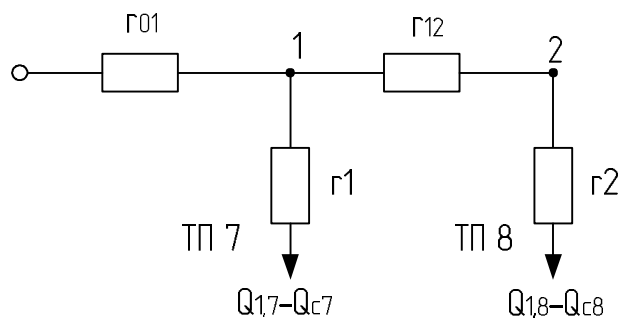


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (9.11)$$

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{0,03}{0,96}\right) \cdot 1,91 = 1,97 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,03}{0,96}\right) \cdot (0,03 + 1,91) = 1,99 \text{ Ом.}$$

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

$$Q_{c1} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{\Sigma i}}, \quad (9.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (9.13)$$

$$z = \frac{104523 - 211933}{2 \cdot 10 \cdot 19254} = -0,279 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{c1} = 0,117 + 0,010 - \frac{0,279}{3,79} = 0,054 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.8) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 9.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{\Sigma i}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		$Q_{квi}$, квар	$Q_{квi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [37]	$Q_{cпi}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	3,79	0,054	0,054	0	54	КРМ-0,4-50-10 У3	50

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-2	3,99	0,647	0,647	0	634	КРМ-0,4-650-50 У3	650
ТП-3	2,03	-0,053	0,000	319	319	КРМ-0,4-300-50 У3	300
ТП-4	3,73	0,004	0,004	170	174	КРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-5	1,19	0,243	0,243	0	243	КРМ-0,4-250-25 У3	250
ТП-7	1,97	0,075	0,075	0	75	КРМ-0,4-75-25 У3	75
ТП-8	1,99	0,172	0,172	0	172	КРМ-0,4-175-25 У3	175
Итого	-	-	1,197	488	1686	-	1725

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

$$Q_0 = \frac{1}{2} Q_{p.п} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.нi} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{сдi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}.$$

где $Q_{p.п}$ – реактивная мощность предприятия на шинах ГПП, квар;

$Q_{ст.н}$ – стандартная мощность низковольтной батареи конденсаторов, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы определяется по формуле

$$Q_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}},$$

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

$$Q_{эс} = 14386 \cdot 0,5 = 7193 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{p.п} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{иai} \cdot P_{нoмi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{p.осв.}.$$

$$Q_{p.п} = 0,9 \cdot (6240 + (2250 + 736) + 2161) + 282 = 10530 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\operatorname{tg}\varphi_0 = \frac{Q_{эс}}{P_{p.п}}.$$

$$\operatorname{tg}\varphi_0 = \frac{7193}{14386} = 0,50.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_{01} = \frac{10530}{2} - 1725 - 0 - \frac{7193}{2} = -57 < 0 \text{ квар.}$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ГПП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

Определим коэффициент Лагранжа

$$\lambda = \frac{2aC_o Q' + \sum_{i=1}^n \frac{3_{\text{Г.КН}i}}{R_{\text{э}i}} + \sum_{i=1}^m \frac{3_{\text{Г.СД}i}}{R_{\text{э.СД}i}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{\text{э}i}} + \sum_{i=1}^m \frac{1}{R_{\text{э.СД}i}}}, \quad (9.14)$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ГПП, потери в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы;

$3_{\text{Г.КН}i}$, $3_{\text{Г.СД}i}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ГПП, мощности, которых оказались больше нуля.

$$Q' = 0,5 \cdot 10530 - 0,5 \cdot 7193 = 1669 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 19254 \cdot 1,669 + \left(\frac{211933}{3,79} + \dots + \frac{211933}{1,99} \right) + \frac{121539}{1,11} + \frac{121539}{0,55}}{\left(\frac{1}{3,79} + \dots + \frac{1}{1,99} \right) + \frac{1}{1,11} + \frac{1}{0,55}} = 102090 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

Пересчитаем реактивные мощности источников, подключенных к СШ ГПП

$$Q_{\text{СД}} = \frac{\lambda - 3_{\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_o \cdot R_{\text{э.СД}}}, \quad (9.15)$$

$$Q_{\text{СД}1} = \frac{102090 - 121539}{2 \cdot 10 \cdot 19254 \cdot 1,11} = -0,05 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчетов, выполненные по формулам (9.14) – (9.15), представим в таблице 9.5.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		87

Таблица 9.5

Наименование	$Q_{сд,ми}$, Мвар	$З_{1г.сд}$, руб/Мвар	$З_{2г.сд}$, руб/Мвар ²	$R_{э,сд}$, Ом	$Q_{сд}$, Мвар
СД1	1,27	121539	203694	1,11	0 (-0,05)
СД2	1,68	112161	98719	0,55	0 (-0,05)
Итого	2,95				0

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП:

$$Q_{cl} = Q_{li} + \Delta Q_{pi} + \frac{z_1}{R_{эi}} \quad (9.16)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - 3_{1г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0} \quad (9.17)$$

$$z_1 = \frac{102090 - 211933}{2 \cdot 10 \cdot 19254} = -0,285 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Оптимальная реактивная мощность БК, подключенная к ТП-1

$$Q_{cl} = 0,117 + 0,010 + \frac{-0,285 \cdot 10^3}{3,79} = 0,052 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (9.16) – (9.17) для остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.6.

Таблица 9.6 – Скорректированные мощности БК по коэффициенту Лагранжа

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	$Q_{ci}(\lambda)$, Мвар		$Q_{кyi}$, квар	$Q_{кyi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сгi}$, квар
		расч.	прин.				
ТП-1	3,79	0,052	0,052	0	52	КРМ-0,4-50-10	50
ТП-2	3,99	0,647	0,647	0	647	КРМ-0,4-650-50	650
ТП-3	2,03	-0,056	0,000	319	319	КРМ-0,4-325-25	325
ТП-4	3,73	0,002	0,002	170	172	КРМ-0,4-175-25	175
ТП-5	1,19	0,238	0,238	0	238	КРМ-0,4-250-25	250
ТП-7	1,97	0,072	0,072	0	72	КРМ-0,4-75-25	75
ТП-8	1,99	0,169	0,169	0	169	КРМ-0,4-175-25	175
Итого	-	-	1,181	488	1669		1700

Проверим баланс реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} Q_{p.п.}$$

$$Q_{p1} = \frac{1}{2} \cdot 10530 = 5265 \text{ квар.}$$

$$Q_{r1} = \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} + \frac{\sum_{j=1}^n Q_{сдj}}{2} + \frac{Q_{эс}}{2}.$$

$$Q_{r1} = 1700 + 0 + \frac{7193}{2} = 5297 \text{ квар.}$$

Небольшое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется дискретностью шкалы комплектных конденсаторных батарей, устанавливаемых на стороне низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{p1} - \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} - 0,5 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{сдi}}{0,5 \cdot P_p}.$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{5265 - 1700 - 0}{0,5 \cdot 14386} = 0,49.$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{сд.ми} - Q_{сдi})}{Q_{p1}} \cdot 100\%.$$

$$Q_{рез\%} = \frac{0,5(2950 - 0)}{5265} \cdot 100\% = 28,0\%.$$

Выводы по разделу девять

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ главной понизительной подстанции и на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

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

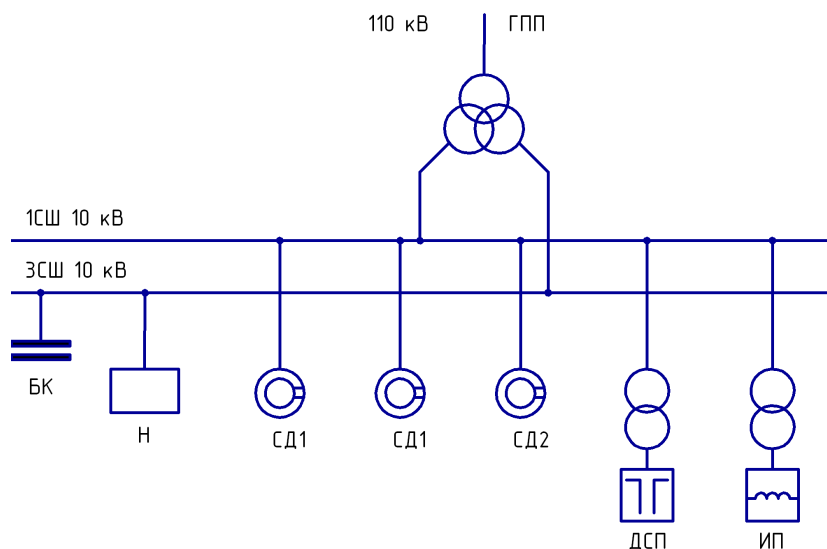


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема

Индукционные печи типа ИЧТ, предназначенные для плавки чугуна, работают на промышленной частоте 50 Гц, поэтому не являются источником высших гармоник [38].

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

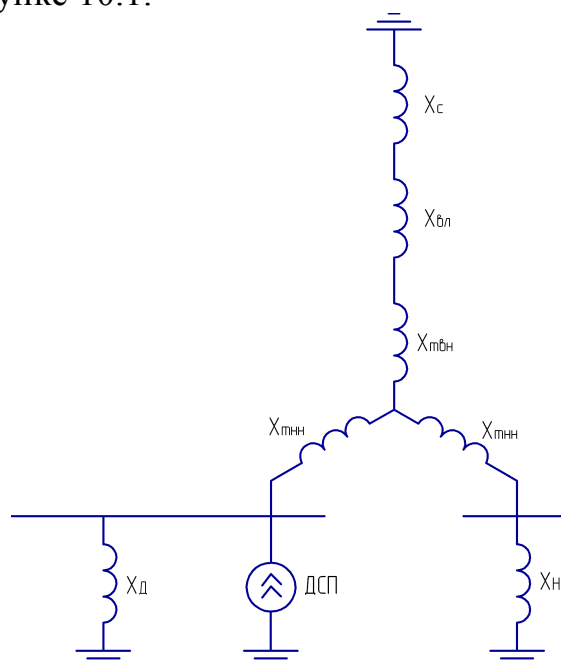


Рисунок 10.2 – Схема замещения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

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

Сопротивление энергетической системы

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

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

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{2700 \cdot 10^6} \cdot v = 0,03 \cdot v.$$

Сопротивление воздушной линии

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

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

L – длина воздушной линии, км;

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

$$x_{lv} = 0,44 \cdot 14,0 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,05 \cdot v.$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (10.3)$$

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

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

$$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \cdot v = 0,46 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv}. \quad (10.4)$$

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

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv}. \quad (10.5)$$

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

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{дв} = \frac{17 \cdot v}{S_{дс}}, \quad (10.6)$$

где $S_{дс}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{дв} = \frac{17 \cdot v}{3,87} = 4,39 \cdot v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{нв} = \frac{U_{ст}^2}{S_{н}} \cdot v. \quad (10.7)$$

$$x_{нв} = \frac{10500^2}{\sqrt{7174^2 + 5153^2}} \cdot v = 12,48 \cdot v.$$

Источником искажения являются дуговые сталеплавильные печи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13;

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые электрическими печами

$$I_v = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{п.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v^2}. \quad (10.8)$$

где $S_{п.т}$ – мощность ДСП, ВА.

N – количество ДСП, ВА.

$$I_v = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 2000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot v^2} = \frac{131}{v^2}.$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники принимаем равным току 3-ей гармоники.

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.8) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

v	$x_{св}$	$x_{лв}$	$x_{твнв}$	$x_{тннв}$	$x_{дв}$	$x_{нв}$	I_v
2	0,05	0,10	0,12	1,62	8,79	24,96	14,53
3	0,08	0,15	0,17	2,43	13,18	37,45	14,53
5	0,13	0,26	0,29	4,05	21,96	62,41	5,23
7	0,19	0,36	0,41	5,67	30,75	87,37	2,67
11	0,29	0,56	0,64	8,91	48,32	137,30	1,08
13	0,35	0,67	0,75	10,53	57,11	162,26	0,77

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2, представим на рисунке 10.3.

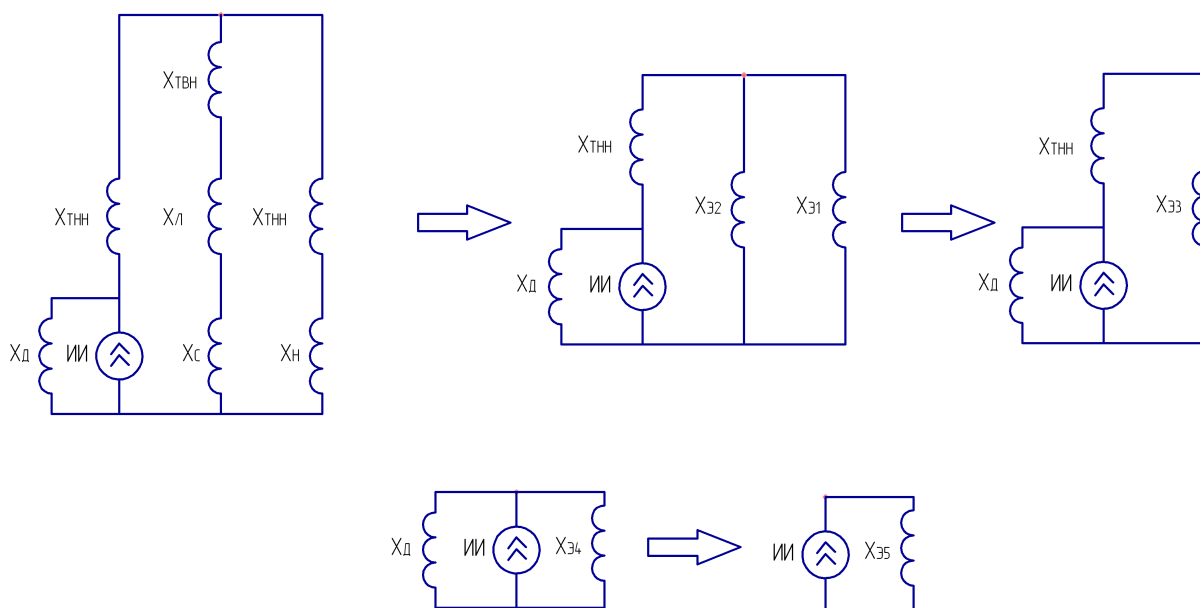


Рисунок 10.3 – Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\text{э1v}} = X_{\text{тннв}} + X_{\text{нв}} \cdot \quad (10.9)$$

$$X_{\text{э2v}} = X_{\text{св}} + X_{\text{лв}} + X_{\text{тннв}} \cdot \quad (10.10)$$

$$X_{\text{э3v}} = \frac{X_{\text{э2v}} \cdot X_{\text{э1v}}}{X_{\text{э2v}} + X_{\text{э1v}}} \cdot \quad (10.11)$$

$$X_{\text{э4v}} = X_{\text{тннв}} + X_{\text{э3v}} \cdot \quad (10.12)$$

$$X_{\text{э5v}} = \frac{X_{\text{э4v}} \cdot X_{\text{дв}}}{X_{\text{э4v}} + X_{\text{дв}}} \cdot \quad (10.13)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_{\text{v}\Sigma} \cdot X_{\text{э5v}} \cdot \quad (10.14)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = U_{\text{СШ1v}} \cdot \frac{X_{\text{нв}} \cdot X_{\text{э3v}}}{X_{\text{э1v}} \cdot X_{\text{э4v}}} \cdot \quad (10.15)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \cdot \quad (10.16)$$

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

Результаты расчета по формулам (10.9) – (10.16) представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2

v	X _{э1v}	X _{э2v}	X _{э3v}	X _{э4v}	X _{э5v}	U _{см1v}	U _{см3v}	K _U ^{СШ1}	K _U ^{СШ3}
2	26,58	0,27	0,27	1,89	1,56	22,60	3,02	0,81%	0,11%
3	39,88	0,41	0,40	2,83	2,33	33,89	4,53		
5	66,46	0,68	0,67	4,72	3,89	20,34	2,72		
7	93,05	0,95	0,94	6,61	5,44	14,53	1,94		
11	146,21	1,49	1,48	10,39	8,55	9,24	1,23		
13	172,80	1,77	1,75	12,28	10,11	7,82	1,04		

Из таблицы 10.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [39], а именно: $K_U^{СШ1} = 0,81 < K_{U,доп} = 5\%$, $K_U^{СШ3} = 0,11 < K_{U,доп} = 5\%$.

10.2 Расчет колебаний напряжения

Колебания нагрузки печей, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети. Наибольшие колебания напряжения создаются печами в период расплавления металла.

Размах колебаний напряжения на шинах СШ1

$$\delta U_{t,СШ1} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{п.т}}{S_{к.з}} \cdot 100\%.$$

где $S_{к.з}$ – мощность КЗ на шинах ГПП, МВА.

$$\delta U_{t,СШ1} = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 2}{146} \cdot 100\% = 1,63\%.$$

При питании от отдельного узла сети предприятия только специфических приёмников электроэнергии допускается превышение нормативных показателей качества электроэнергии в этом узле при условии обеспечения нормальной работы других потребителей, питающихся от СЭС предприятия.

Определим размах изменения колебаний напряжения на шинах СШ3

$$\partial U_{t,СШ3} = \partial U_{t,СШ1} \cdot \frac{X_{нв} \cdot X_{э3v}}{X_{э1v} \cdot X_{э4v}}.$$

$$\partial U_{t,СШ3} = 1,63 \cdot \frac{12,48 \cdot 0,13}{13,29 \cdot 0,94} = 0,21\%.$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения на шинах СШ3 не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{доп} = 1\%$.

10.3 Несимметрия напряжения

Рассчитаем коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (10.17)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{кз}}. \quad (10.18)$$

где $x_{\text{кз}}$ – сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети.

Из расчётов тока короткого замыкания (п.6 пояснительной записки) известно сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети в относительных единицах $x'_{\text{кз}} = 8,71$, тогда в именованных единицах

$$x_{\text{кз}} = x'_{\text{кз}} \cdot \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (10.19)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (10.20)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P'_{\text{п}} + P''_{\text{п}}. \quad (10.21)$$

где $P'_{\text{п}}$ – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

$P''_{\text{п}}$ – мощности «дикой» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикой» фазы соответственно

$$P'_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (10.22)$$

$$P''_{\text{п}} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{кз}}}{6} \right). \quad (10.23)$$

где $\xi_{\text{кз}} = 0,3$ – коэффициент неравномерности нагрузки.

Результаты расчета по формулам (10.17) – (10.23) представим в таблице 10.3.

Таблица 10.3

$x'_{кз}$, о.е.	U_{δ} , кВ	S_{δ} , МВА	$x_{кз}$, Ом	$P_{п}$, кВт	$P'_{п}$, кВт	$P''_{п}$, кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
8,71	10,5	1000	0,96	1333	567	767	92	88	0,84

Из данных таблицы 10.3 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [39].

10.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД (рисунок 10.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 10.4.

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 10.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{пэ}}{X_c + X_{пэ}},$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

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

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

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{S_{\delta} \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_{\delta}^2};$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

U_6 – базисное напряжение, кВ;

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

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

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

где P_n – активная мощность нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт;

S_n – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

Q_n – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_{д.н} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n};$$

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

K_n – кратность пускового тока ЭД.

$$S_n = \frac{1250 \cdot 5}{0,90 \cdot 0,85} = 8170 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{6658^2 + (8170 + 1960)^2} = 12246 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{пэ} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{12,246 \cdot 10,5^2} = 81,7.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = 10,0 \cdot \frac{81,7}{8,71 + 81,7} = 9,04 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [40]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\%.$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,0 - 9,04}{10,0} \cdot 100\% = 9,64 < 20\%.$$

Условие выполнено.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Выводы по разделу десять

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, несимметрия и колебания напряжения, а также провал напряжения при пуске двигателей. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Согласно ПУЭ [12] для трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

11.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной с помощью цифрового терминала Seram T87 [41]. Она включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров [42]:

- минимальной уставки I_{ds} ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка I_d/I_1 ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка I_d/I_2 ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки I_{dmax} ;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1}}$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,5 \text{ А.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-150-0,5/10Р:
 $I_{1Н} = 150 \text{ А}, I_{2Н} = 5 \text{ А.}$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

– на стороне НН

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}}.$$

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1374,6 \text{ А.}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р: $I_{1н} = 1500 \text{ А}$,
 $I_{2н} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$K_I^{вн} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}.$$

$$K_I^{вн} = \frac{1500}{5} = 30.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$K_I^{нн} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}}.$$

$$K_I^{нн} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{т.н} < I_{т.н} < 2,5 \cdot I_{т.н}.$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 125,5 < 150 < 2,5 \cdot 125,5 \text{ А.}$$

$$12,6 < 150 < 313,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 1374,6 < 1500 < 2,5 \cdot 1374,6 \text{ А.}$$

$$137,5 < 1500 < 3436,6 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		100

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$X_{Т.В}^{(1)*} = \left(0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100} \right) \frac{S_{\sigma}}{S_{Т.Н}}$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$$X_{Т.В}^{(1)*} = \left(0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100} \right) \frac{1000}{25} = 6,87.$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$X^* = X_c^* + X_{вл}^* + K_1 \cdot X_{Т.В}^{(1)*}$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$X_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}^2}{S_{Т.Н}}$$

$$X_{\sigma} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 13,2.$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X^* = 0,37 + 0,47 + 1,1 \cdot 6,87 = 8,39.$$

То же в именованных единицах

$$X = 8,39 \cdot 13,2 = 111,0 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжением, В;

A – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

101

$$I_{\text{бр.нам.ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 111,0} = 1176,1 \text{ А.}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ

$$K_{10} = \frac{I_{\text{бр.нам.ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}.$$

$$K_{10} = \frac{1176,1}{\sqrt{2} \cdot 150} = 5,54 < 6,7.$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть $K_{10} \geq 20$. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}.$$

где $R_{\text{к}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{\text{вх.терм}}$ – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_{\text{к}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{к}}}{S_{\text{к}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, Ом·мм²/м.

$$R_{\text{к}} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для $R_{\text{нагр}} = 0,64$ Ом определяем $K_{10} = 24 > 20$. Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$K_{10} = \frac{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}} \cdot K'_{10}.$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

$$K_{10} = \frac{125,5}{150} \cdot 20 = 16,7 < 24.$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{бр.нам.ампл} < 8 \cdot I_{Т.н}.$$

$$1176,1 > 8 \cdot 125,5 \text{ А.}$$

$$1176,1 > 1004,1 \text{ А.}$$

Условие не выполняется, следовательно, применяется традиционное торможение.

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{ds.мин} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right).$$

где $\Delta U_{рпн}$ – диапазон регулирования напряжения, %;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ.

$$I_{ds.мин} = 1,1 \cdot \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34.$$

Принимаем к установке $I_{ds.мин} = 34 \%$.

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{т1}} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right).$$

$$\frac{I_d}{I_{т1}} = 1,1 \cdot \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Принимаем к установке $I_d / I_{т1} = 45 \%$.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot I_{бр.нам.ампл}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{t1}}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 5,54^3 \cdot 0,45 = 5,32.$$

Принимаем к установке $SLP = 5,0$.

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70 \%$$

Принимаем $I_d / I_{t2} = 65 \%$.

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.макс} > K_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл}$$

$$I_{d.макс} > 1,4 \cdot 5,54 \text{ А.}$$

$$I_{d.макс} > 7,8 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.макс} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{к.макс.вн}$$

где $K_{нб}$ – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания; $K_{нб} = 0,7$ при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.макс.вн}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{I_{к3}^{(3)}}{K_{тн}}$$

где $K_{тн}$ – коэффициент трансформации.

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{8,0 \cdot 10^3}{11} = 731,2 \text{ А,}$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

что соответствует кратности

$$K = \frac{731,2}{125,5} = 5,83 \cdot I_{n1}.$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d.макс} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,83 \cdot I_{n1} = 4,9 \cdot I_{n1}.$$

Принимаем к установке $I_{d.макс} = 5 \cdot I_{n1}$.

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

– $I_{2f}/I_{1f} = 15\%$ с поперечной блокировкой;

– $I_{5f}/I_{1f} = 35\%$ с пофазной блокировкой.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кЗ}}^{(2)}}{I_{\text{дс.мин}}} \geq 2.$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне.

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,0 \cdot 10^3}{0,34 \cdot 125,5 \cdot 11} = 14,8 \geq 2.$$

При срабатывании дифференциальной защиты блок Т87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

На рисунке 11.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты Seram Т87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10.

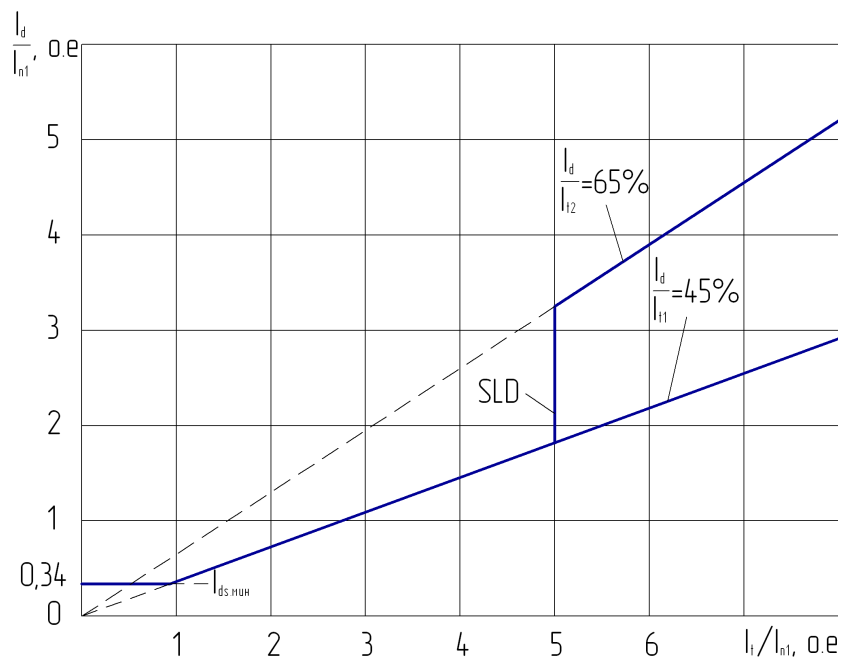


Рисунок 11.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты Seram Т87 для защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист
105

11.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты Seram S20 (код ANSI 50/51) [43]. При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме [44]

$$I_{г.О2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{т.н}^{нн} \quad (11.1)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки защиты;

K_B – коэффициент возврата защиты;

$K_{з.п}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{т.н}^{нн}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А;

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2} \quad (11.2)$$

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 721,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{г.О2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1134,6 \text{ А.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{г.О2} = 1134,6$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{г.О2} = 9$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{г.О2} = 11346$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot \left[(I_*)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} \quad (11.3)$$

$$T_{MS} = \frac{9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,03.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (11.4)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,03}{1,05^{0,02} - 1} = 434,5 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (11.1) – (11.4) сводим в таблицу 11.1.

Таблица 11.1

Выкл.	Защита от перегруза трансформатора на стороне НН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	7,5
Q2, Q3	9,0	11346	SIT	3,03	$\frac{434,5}{1191}$	$\frac{30,4}{2269}$	$\frac{19,1}{3404}$	$\frac{11,6}{6808}$	$\frac{9,0}{11346}$	$\frac{10,3}{8500}$

11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{Т.Н}^{НН}. \quad (11.5)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1296,7 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sd.секц} + \Delta t . \quad (11.6)$$

где Δt – ступень селективности, с.

$$t_{sd.Q2} = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока S20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 трансформатора коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{sd.Q2}} . \quad (11.7)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{7,0 \cdot 10^3}{1296,7} = 5,37 .$$

По результатам расчета по формулам (11.5) – (11.7), а также данным, представленным в таблице 11.1, на рисунке 11.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателях Q2, Q3.

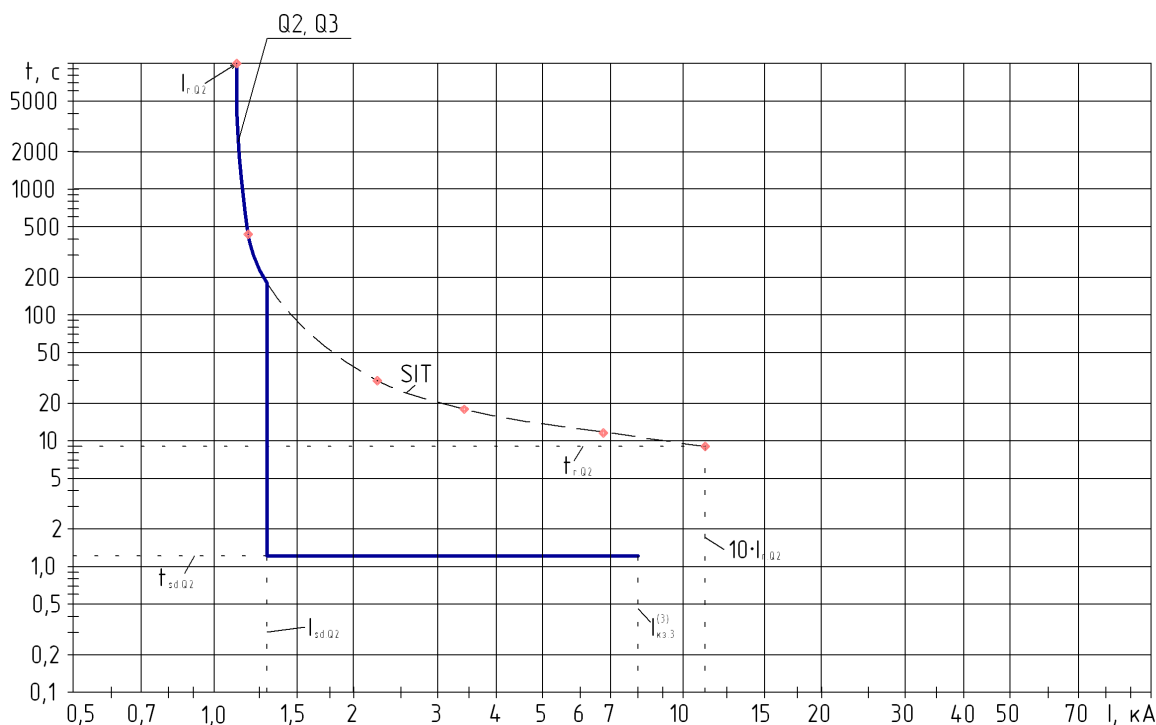


Рисунок 11.2 – Карта селективности

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист
108

11.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле типа Seram T87. Реле включается во вторичные цепи трансформатора тока.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{Т.Н}^{BH} \quad (11.8)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{BH} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (11.9)$$

$$I_{Т.Н}^{BH} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты срабатывания селективной токовой отсечки

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 131,2 = 235,8 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.Q2} + \Delta t \quad (11.10)$$

$$t_{sd.Q1} = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$K_{ч.co} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{K_{ТН} \cdot I_{sd.Q1}} \quad (11.11)$$

$$K_{ч.co} = \frac{7,0 \cdot 10^3}{11 \cdot 235,8} = 2,69 > 1,5.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

При уставке тока $I_{sd.Q1} = 235,8$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{sd.Q1} = 1,5$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q1} = 2358$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}. \quad (11.12)$$

$$T_{MS} = \frac{1,5 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,50.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,1$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (11.13)$$

$$t_{sd}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,50}{1,1^{0,02} - 1} = 37,1 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (11.9) – (11.13) сводим в таблицу 11.2.

Таблица 11.2

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.3}$ с, при разных I_* , А					
	t_{sd} , с	$10 \cdot I_{sd}$, А			1,1	2	3	6	10	25,5
Q1	1,5	2358	SIT	0,81	$\frac{37,1}{259}$	$\frac{5,1}{472}$	$\frac{3,2}{707}$	$\frac{1,9}{1415}$	$\frac{1,5}{2358}$	$\frac{1,1}{6000}$

По результатам, представленным в таблице 11.2, на рисунке 11.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q1.

При срабатывания максимальной токовой защиты, установленной на ВН, блок Т87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

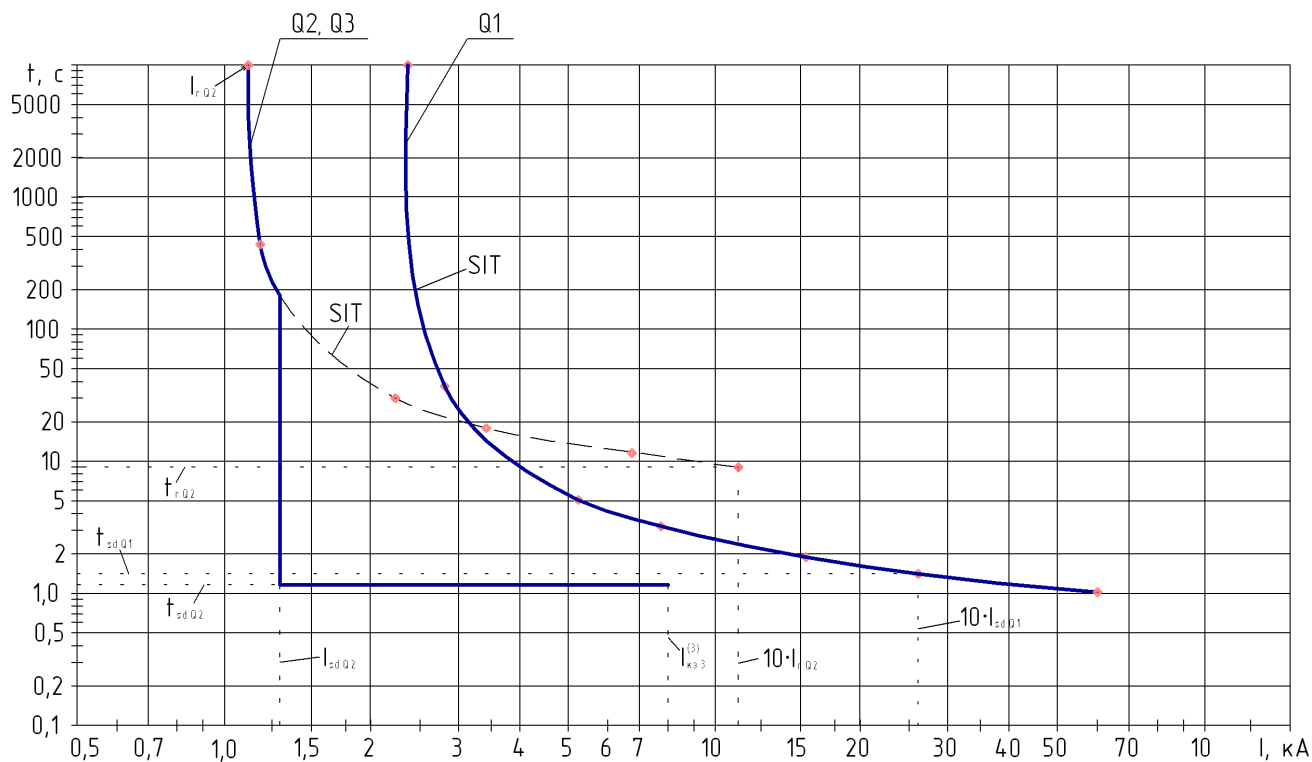


Рисунок 11.3 – Карта селективности

11.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке [45]. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM T87, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор.

При срабатывания газовой защиты на отключение трансформатора, блок T87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

111

11.6 Защита от перегрева

Защиту от перегрева печного трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49Т устройства Seram T87. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля МЕТ 148-2 с неисправным датчиком.

При срабатывания защиты от перегрева на отключение трансформатора, блок Seram T87 формирует команды на отключение выключателей Q1 – Q3.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе произведен выбор и расчет уставок релейной защиты трансформатора главной понизительной подстанции ТРДН-25000/110/10/10 на базе микропроцессорных терминалов Seram.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности рассмотрим на примере главной понижительной подстанции 110/10 кВ ремонтно-механического завода.

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

Место расположения главной понижительной подстанции 110/10 ремонтно-механического завода определяется в соответствии центром электрических нагрузок, с координатами (257; 145), определенными в п. 1.3 пояснительной записки. После чего, координаты установки ГПП корректируются по местным условиям: плотность застройки, подходы воздушных линий 110 кВ (лист 1 графической части), в результате принимаются координаты ГПП (183; 224).

Ввиду отсутствия на предприятии агрессивной среды принимается решение выполнить распределительное устройство 110 кВ открытого типа.

Принятое к установке электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбираются в соответствии с Правилами устройства электроустановок [12, п.4.2.17]:

– при нарушении нормальных условий работы электроустановок производится отключение аварийного участка действиями релейной защиты, щиты управления которой располагаются в здании ЗРУ-10 кВ, в отдельном помещении, обозначенном на конструктивном чертеже;

– при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием короткого замыкания. Для этого проектом предусматривается взаиморезервируемый ввод, выполненный посредством двух воздушных линий 110 кВ, а также на стороне 10 кВ устанавливается секционный выключатель;

– обеспечивается возможность удобного транспортирования оборудования, с этой целью на ОРУ-110 кВ предусматривается транспортный проезд шириной 4 м.

С целью безопасного проведения ревизионных и ремонтных работ во всех цепях распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ предусматривается установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, трансформаторов напряжения) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение [12, п.4.2.21], а именно в цепях 110 кВ устанавливаются разъединители РГ-110/100, в сети 10 кВ видимый разрыв создается посредством вакуумных выключателей ВВЭ-10 выкатного исполнения.

На ОРУ-110 кВ устанавливаются силовые масляные трансформаторы с расщепленной обмоткой и регулированием напряжения под нагрузкой типа ТРДН-25000/110/10/10.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

Для предотвращения возможного растекания масла по территории подстанции проектом предусматриваются устройства по сбору и удалению масла, представленные на конструктивном чертеже (лист 3 графической части).

На подстанции применяется постоянный оперативный ток, по данной причине в здании ЗРУ-10 кВ отведено специальное помещение [12, п.4.2.44].

12.2 Защитные средства, применяемые на ГПП

Персонал главной понизительной подстанции снабжается защитными средствами согласно «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [46]:

- изолирующая штанга: $U = 110$ кВ - 1 шт. (ШИ-110), $U = 10$ кВ - 1 шт (ШИ-10);
- указатель напряжения: УВН-110 на $U = 110$ кВ - 1 шт., УВН-80 на $U = 10$ кВ - 1 шт., МИН-1 на $U = 0,4$ кВ - 1 шт.;
- изолирующие клещи: $U = 10$ кВ - 1 шт., $U = 0,4$ кВ - 1 шт.;
- диэлектрические перчатки - 2 пары;
- диэлектрические боты на ОРУ - 1 пара;
- диэлектрические калоши - 1 пара;
- диэлектрические ковры - по местным условиям;
- шланговый противогаз - 2 шт;
- защитные очки - 2 шт;
- временные ограждения - 2 шт;
- переносные заземления: на $U = 110$ кВ - 2 комплекта, на $U = 10$ кВ - 2 комплекта, на $U = 0,4$ кВ - 2 комплекта;
- предупредительные плакаты - 8 комплектов.

12.3 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [47]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два одиночных стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами, устанавливаем на прожекторные мачты, причем, необходимо отметить, что согласно ПУЭ [12, п.4.5.141] электропроводку к прожекторным мачтам на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой, либо с кабелями без металлической оболочки в трубах.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0 , r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 12.1.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		114

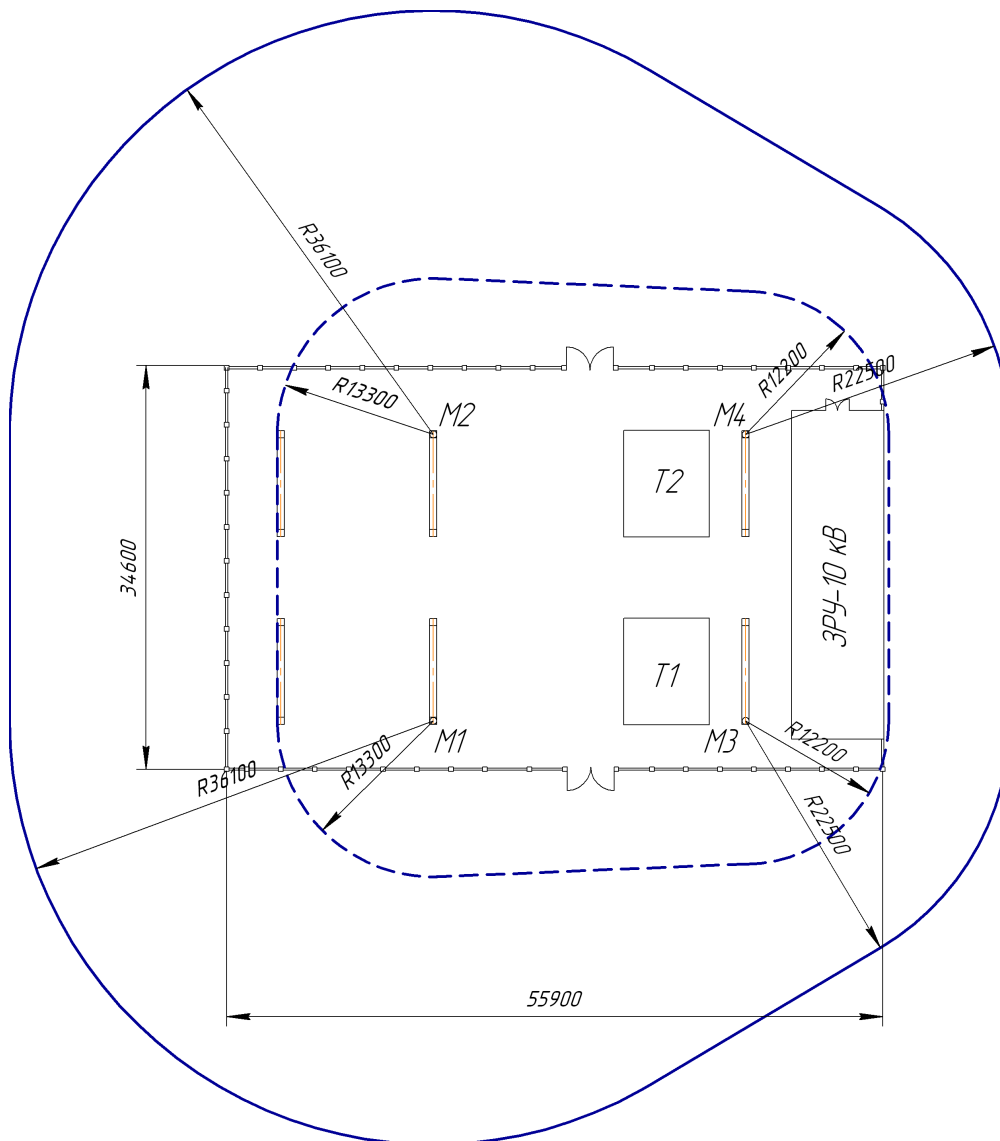


Рисунок 12.1 – Молниезащита ГПП

Высота молниеотвода определяется по выражению [47]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

Высота молниеотводов M1 и M2

$$h_1 = h_2 = \frac{13,3 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 24,1 \text{ м.}$$

Высота молниеотводов M3 и M4

$$h_3 = h_4 = \frac{12,2 + 1,63 \cdot 6,3}{1,5} = 15,0 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

115

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 24,1 = 22,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = h_{04} = 0,92 \cdot 15,0 = 13,8 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 24,1 = 36,1 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = r_{04} = 1,5 \cdot 16,6 = 22,5 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле:

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2}.$$

$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2}.$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(22,2 + 13,8)}{2} = 18,0 \text{ м.}$$

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(36,1 + 22,5)}{2} = 29,3 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М2

$$h_{c12} = \frac{(22,2 + 22,2)}{2} = 22,2 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = \frac{(36,1 + 36,1)}{2} = 36,1 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(13,8 + 13,8)}{2} = 13,8 \text{ м.}$$

$$r_{c34} = \frac{(22,5 + 22,5)}{2} = 22,5 \text{ м.}$$

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		116

12.4 Расчёт защитного заземления

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;

Площадь территории подстанции $S = 1934 \text{ м}^2$;

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 80 \text{ Ом/м}$; $L = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом/м}$;

Время действия релейной защиты $t_{pz} = 0,12 \text{ с}$; $t_{об} = 0,07 \text{ с}$;

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТРДН-25000/110/10/10 представлена на рисунке 12.2.

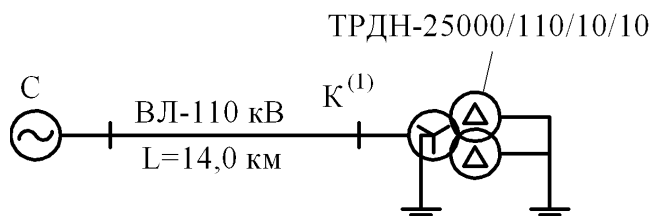


Рисунок 12.2 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3},$$

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

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.

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 12.3.

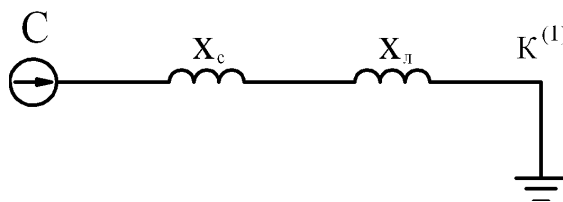


Рисунок 12.3 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

117

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 12.4).

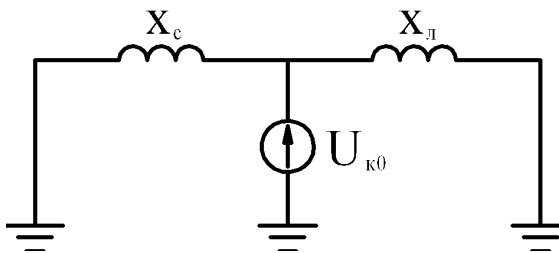


Рисунок 12.4 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопротивления системы и ВЛ были определены и равны соответственно:

$$x_c = 0,37; x_{л1} = 0,47.$$

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле:

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л1}.$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,47 = 2,82.$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}.$$

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{2,82 \cdot 7,88}{2,82 + 7,88} = 2,08.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_3 = 0,84 + 0,84 + 2,08 = 3,76.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,76} = 4,01 \text{ кА}.$$

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_{033} \cdot \left(1 - \frac{x_0}{x_T} \right);$$

где x_0 – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ, Ом;
 x_T – сопротивление нулевой последовательности трансформатора, Ом.

$$I_3 = 4,01 \cdot \left(1 - \frac{2,08}{7,88}\right) = 2,95 \text{ кА.}$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в},$$

где $t_{p.з}$ – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;
 $t_{o.в}$ – время отключения выключателя, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,07 = 0,19 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [48].

Коэффициент прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}},$$

где M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 ;

L_T – длина горизонтальных заземлителей, м;

l_B – длина вертикального заземлителя, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}}$$

где R – сопротивление тела человека, Ом.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1060} = 0,38.$$

$$K_{п} = \frac{0,5 \cdot 0,38}{\left(\frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{1934}}\right)^{0,45}} = 0,1$$

Потенциал на земле:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп.}}{k_{п}}.$$

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

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

119

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

$$R_3 = \frac{4000}{2950} = 1,36 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2 \cdot l_B}.$$
$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1934}}{2 \cdot 5} = 17,6.$$

Принимаем $n_B = 18$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1934}} - 1 = 3,1.$$

Принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m+1).$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1934} \cdot (3+1) = 351,8 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B.$$

$$L_B = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$b = \frac{\sqrt{1934}}{3} = 14,7 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ

Лист

120

Относительная глубина:

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1934}} = 0,13 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = 0,372 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,340.$$

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 0,80$; $a/l_b = 2$ определяем:

$$\frac{1-t}{l_b} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26,$$

$$R_3 = 1 \cdot \rho_2,$$

$$R_3 = 1 \cdot 100 = 100 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,340 \cdot \frac{100}{\sqrt{1934}} + \frac{100}{351,8} = 1,06 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot 2950 \cdot 1,06 = 312,7 \text{ В.}$$

$$U_{\text{пр}} = 312,7 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В.}$$

12.5 Освещение ОРУ 110/10 кВ

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 55,9 \cdot 34,6 = 1934 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [49].

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		121

Суммарный световой поток [50]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где $k_3 = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1934 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 43538 \text{ лк.}$$

Для освещения принимаем светильники марки РКУ37-250-001У1 с технической характеристиками [50]:

– тип лампы – ДРЛ-250;

– КПД светильника $\eta = 0,60$;

– максимальная сила света $I_{\max} = 16000$ кд;

– световой поток лампы прожектора $\Phi_n = 18000$ лм.

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{43358}{18000 \cdot 0,60} = 3,9.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [50]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}.$$

Согласно [49, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $I_{\max} / H^2 = 700$.

Поэтому получаем

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

12.6 Пожарная безопасность

Пожароопасным веществом на подстанции является трансформаторное масло. Характеристика пожарной опасности трансформаторного масла: горючая жидкость, способная самостоятельно гореть после удаления источника зажигания

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		122

и имеет температуру воспламенения 270⁰С; имеет температуру вспышки более 150⁰С; нижний концентрационный предел воспламенения 0,291%; группа по взрывоопасности смеси ТЗ (температура воспламенения 200–300⁰С); категория по взрывоопасности смеси 2а, для которой БЭМЗ более 0,9мм.

Причины возникновения пожара могут быть неэлектрического характера: неправильное устройство и эксплуатация отопления и вентиляции и электрического – короткие замыкания, перегрузки, электрическая дуга, большие переходные сопротивления.

Категория помещений и зданий ЗРУ по взрывопожарной и пожарной опасности – «В» (пожароопасные), ОРУ – В_н [51].

Противопожарная защита достигается с помощью применения средств пожаротушения. Нормы первичных средств пожаротушения согласно ВППБ 01–02–95 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»[52] представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Нормы первичных средств пожаротушения

Наименование помещений, сооружений и энергетических установок	Единица занимаемой площади или установки	Огнетушители				Ящик с песком, вместимостью 0,5м ³
		Пенные вместимостью, л	Порошковые вместимостью, л	Углекислотные вместимостью, л		
Главные щиты управления	Помещение щита управления	—	—	4	1	—
Трансформаторыс количеством масла более 10 т	Трансформатор ТРДН-25000/110/10/10	2	2	—	—	1
Трансформаторыс количеством масла до 10 т	Трансформатор собственных нужд	2	—	—	—	1

На подстанции предусматривается оповещения людей при аварийных ситуациях с помощью технических средств, включая автоматические, а именно тип системы оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ) людей согласно [53] приведен в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Тип системы оповещения и управления эвакуацией людей

Группа зданий, комплексов и сооружений (наименование нормативного показателя)	Значение нормативного показателя	Наибольшее число этажей	Тип СОУЭ
Производственные здания и сооружения	В	1	1

Способы оповещения СОУЭ типа 1:

- звуковой, с помощью сирены;
- световой посредством статических оповещателей «Выход»;
- применением основных строительных конструкций и материалов, с нормированными показателями пожарной опасности (Согласно ПУЭ огнестойкость строительных конструкций здания должна быть не менее – I, II).

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции предприятия, в частности подробно рассчитаны молниезащита, защитное заземление и освещение.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		124

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов ремонтно-механического завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвЭКП-10 сечением 50, 95 мм².

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, установленного на главной понижающей подстанции, типа ТРДН-25000/110/10/10. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

Приведены основные положения по безопасности жизнедеятельности в отношении действующих электроустановок, произведён расчет молниезащиты и освещения главной понижающей подстанции предприятия.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов ремонтно-механического завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		125

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Семенов, А.И. Сравнение зарубежных и отечественных защит и их отдельные функции для сетей 110 кВ и выше: Москва, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2014. – 23 с.

2 Информация на сайте «Schneider-Electric», в разделе «Центр загрузки документов и ПО», «Sepam 1000+ серии 80NPP, устройства защиты, контроля и управления высоковольтным оборудованием электрических станций и подстанций». – https://www.schneider-electric.ru/ru/download/document/sepam_80npp/.

3 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

4 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

6 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.

7 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.

8 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М.: Колос, 2007. – 464 с.

9 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

10 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, Д.И. Розинский. – Киев: Техника, 1989. – 287 с.

11 ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2007. – 68 с.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

13 Каталог. Трансформаторы силовые двухобмоточные с расщеплёнными обмотками НН с РПН. – <http://kentz.nt-rt.ru/>.

14 Выключатели элегазовые серии ВГБ-35. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VGB-3_3.pdf.

15 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.

16 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf.

17 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. – http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.

18 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1. – <http://www.ues.su/catalog/item211/>.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		126

19 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-ul-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovu.

20 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.

21 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. №67/9 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/11348>.

22 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>.

23 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

24 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

25 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.

26 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

27 Вакуумные выключатели типа ВВЭ.–<http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>.

28 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

29 Комплектные трансформаторные подстанции наружной и внутренней установки. – <http://ktpural.com/g2175091-podstantsii-2ktp>.

30 Низковольтное электрощитовое оборудование. Распределительные панели ЩО-70. – <http://energo-zavod.ru/catalog/raspredelitelnye-paneli-shcho-70-shcho-9-1.html>.

31 Измерительные трансформаторы тока. – http://www.cztt.ru/transformator_to-ka.html.

32 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5

33 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obslyzhivaniya_serii_kso-366.

34 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		127

35 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.

36 Приложение 5 «Индексы изменения сметной стоимости на 3 квартал 2017 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 05.10.2017 г. №35948-ХМ/09.

37 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. – http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

38 Печи индукционные для чугуна ИЧТ. – <http://rosinduktor.ru/induktsionnaya-resh>.

39 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

40 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

41 Руководство по эксплуатации Sepam серии 80. – <https://www.schneider-electric.ru/ru/download/document/SEPED303003RU/>.

42 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №9. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Sepam T87). – <https://www.schneider-electric.ru/ru/download/document/RCT009>.

43 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/237000/FA237482/ru_RU202012.pdf

44 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №3. Методика расчета уставок защит Sepam. – <https://www.schneider-electric.ru/ru/download/document/RCT003/>.

45 Шабад, М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей: учебник для ВУЗов / М.А. Шабад. – 2-е изд. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. – 136 с.

46 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

47 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

48 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

49 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.

50 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

51 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

										Лист
										128
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ					

52 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.

53 НПБ 104–03. Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 28 с.

					13.03.02.2018.627.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		129