

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

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2017 г.

Электроснабжение завода транспортных трансмиссий

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02 2017.651.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
Старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ В.В. Пястолов
«__» _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ Е.Г. Жулистова
«__» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 2017 г.

Челябинск 2017

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

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Жулистовой Евгении Геннадьевны

(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение завода транспортных трансмиссий

утверждена приказом по университету от 15 декабря 2016 г. № 2195

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры СЭС

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

1 План генеральный завода транспортных трансмиссий

2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения завода транспортных трансмиссий

3 Схема электрическая принципиальная электроснабжения ремонтного цеха

4 Конструктивный чертеж ОРУ-110/10 кВ

5 Релейная защита печного трансформатора

6 План генеральный ремонтно-механического цеха

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		

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2016 г.

Руководитель _____ Пястолов В.В
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ Жулистова Е.Г.
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	03.10.16 – 05.10.16	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	05.10.16 – 09.10.16	
3 Расчет электрических нагрузок	09.10.16 – 16.10.16	
4 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	16.10.16 – 22.10.16	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	22.10.16 – 26.10.16	
6 Технико-экономическое обоснование схем внешнего электроснабжения	26.10.16 – 01.11.16	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения. Расчет питающих линий	01.11.16 – 07.11.16	
8 Расчет токов короткого замыкания	07.11.16 – 14.11.16	
9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	14.11.16 – 21.11.16	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	21.11.16 – 30.11.16	
11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	30.11.16 – 04.12.16	
12 Релейная защита	04.12.16 – 09.12.16	
13 Экономическая часть	09.12.16 – 14.12.16	
14 Безопасность жизнедеятельности	14.12.16 – 17.12.16	
15 Заключение	17.12.16 – 18.12.16	
16 Библиографический список	18.12.16 – 19.12.16	
17 Оформление пояснительной записки	19.12.16 – 22.12.16	
18 Оформление графической части	22.12.16 – 25.12.16	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М.Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

Пястолов В.В

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

Жулистова Е.Г.

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Жулистова Е.Г. Электроснабжения завода транспортных трансмиссий. – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ; 2017, 106 с, 21 ил., 41 табл., библиогр. список – 37 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения завода транспортных трансмиссий.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ и схема внутривозовского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор и расчёт 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 закрытой токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена; силовые трансформаторы типа ТМГ.

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ						
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение завода транспортных трансмиссий ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ						
Разраб.	Жулистова								Лит	Лист	Листов
Пров	Пястолов								В	3	106
Реценз.											
Н. контр.	Аверина										
УТВ	Кирпичникова										

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Технический паспорт.....	6
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	8
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	12
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	18
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок.....	24
2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	27
2.2 Расчёт цеховых трансформаторных подстанций	27
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ.....	33
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	37
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	38
4.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия.....	40
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	41
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	43
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	46
4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения...	49
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения.....	50
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	50
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	50
5.4 Выбор питающих линий.....	51
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	55
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП.....	63
7.2 Выбор выключателей КРУ.....	64
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	64
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	66
7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП.....	68
7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП.....	69

									Лист
									4
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ				

7.7 Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	70
7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	71
7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.....	72
7.10 Выбор кабельных линий и коммутационной аппаратуры электроприемников ремонтно-механического цеха.....	73
8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	78
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС.....	85
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	
10.1 Защита релейная трансформатора ЭТМПК-2000/10	87
10.1.1 Мгновенная токовая	87
10.1.2 Защита от перегруза.....	89
10.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю.....	90
10.1.4 Защита от изменения давления масла в баке трансформатора...	92
10.1.5 Температурная защита.....	92
11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
11.1 Построение дерева целей проекта.....	93
11.2 Качественный анализ вариантов технических решений.....	94
11.3 Планирование мероприятий реализации целей проекта.....	95
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1 Планировка и конструктивная часть ГПП.....	98
12.2 Индивидуальные средства защиты	100
12.3 Контроль изоляции в сети 10кВ.....	101
12.4 Пожарная безопасность.....	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	103
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	104

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 30923 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 7280 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 20621 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,76$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,49$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3330 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

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

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН-16000/110/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 630, 1000, 1600 и 2500 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 3330 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПВП-10 с сечением 50, 70, 95, 120 мм²

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

В настоящее время существует широкий спектр коммутационного оборудования для монтажа низковольтных распределительных пунктов, причем прогресс не стоит на месте и отечественные производители, наряду с зарубежными постоянно представляют свои новые разработки.

Автоматические выключатели (автоматы) низкого напряжения предназначены для автоматической защиты электрических сетей и оборудования от аварийных режимов (токов короткого замыкания, токов перегрузки, снижения или исчезновения напряжения, изменения направления тока, возникновения магнитного поля мощных генераторов в аварийных условиях и др.), а также для нечастой коммутации номинальных токов (6-30 раз в сутки). Для обеспечения селективной (избирательной) защиты в автоматах предусматривается возможность регулирования уставок по току и по времени. Быстродействующие автоматы снижают время срабатывания и ограничивают отключаемый ток сопротивлением возникающей электрической дуги в автомате.

Автоматические выключатели состоят из следующих основных узлов:

- контактной системы;
- дугогасительной системы;
- расцепителей;
- механизма управления;
- механизма свободного расцепления.

Контактная система состоит из неподвижных контактов, закрепленных в корпусе, и подвижных контактов, шарнирно посаженных на полуоси рычага механизма управления, и обеспечивает, обычно, одинарный разрыв цепи.

Дугогасительное устройство устанавливается в каждом полюсе выключателя и предназначается для локализации электрической дуги в ограниченном объеме.

Дугогасительное устройство представляет собой дугогасительную камеру с деионной решеткой из стальных пластин. Могут быть предусмотрены также искрогасители, представляющие собой фибровые пластины.

Механизм свободного расцепления представляет собой шарнирный 3- или 4-звенный механизм, который обеспечивает расцепление и отключение контактной системы как при автоматическом, так и при ручном управлении.

Электромагнитный максимальный расцепитель тока, представляющий собой электромагнит с якорем, обеспечивает автоматическое отключение выключателя при токах короткого замыкания, превышающих уставку по току. Электромагнитные расцепители тока с устройством гидравлического замедления срабатывания имеют обратозависимую от тока выдержку времени для защиты от токов перегрузки.

Тепловой максимальный расцепитель представляет собой термобиметаллическую пластину. При токах перегрузки деформация и усилия этой пластины обес-

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

печивают автоматическое отключение выключателя. Выдержка времени уменьшается с ростом тока.

Полупроводниковые расцепители состоят из измерительного элемента, блока полупроводниковых реле и выходного электромагнита, воздействующего на механизм свободного расцепления автомата. В качестве измерительного элемента используется трансформатор тока (на переменном токе) или дроссельный магнитный усилитель (на постоянном токе).

Полупроводниковый расцепитель тока допускает регулировку следующих параметров: номинального тока расцепителя, уставки по току срабатывания в зоне токов короткого замыкания (ток отсечки), уставки по времени срабатывания в зоне токов перегрузки, уставки по времени срабатывания в зоне токов короткого замыкания (для селективных выключателей).

Во многих автоматах применяют комбинированные расцепители, использующие тепловые элементы для защиты от токов перегрузок и электромагнитные для защиты от токов коротких замыканий без выдержки времени (отсечки).

Выключатель имеет также дополнительные сборочные единицы, которые встраиваются в выключатель или крепятся к нему снаружи. Ими могут быть независимый, нулевой и минимальный расцепители, свободные и вспомогательные контакты, ручной и электромагнитный дистанционный привод, сигнализация автоматического отключения, устройство для запираания выключателя в положении «отключено».

Независимый расцепитель представляет собой электромагнит с питанием от постороннего источника напряжения. Минимальный и нулевой расцепители могут выполняться с выдержкой времени и без выдержки времени. С помощью независимого или минимального расцепителя возможно дистанционное отключение автомата.

С целью оптимального выбора автоматических выключателей проведен сравнительный анализ автоматических выключателей следующих марок ВА04-31 (Россия), ABB S200 (Швейцария), Legrand DX (Франция), Schneider Electric Multi 9 (Франция). Сравнению подверглись элементы конструкции (Таблица А): дугогасительные камеры, геометрия контактной группы, наличие защиты корпуса от прожигания электрической дугой, расположение и размеры биметаллических пластин, а также технические характеристики и эксплуатационные параметры.

Таблица А – Сравнительный анализ автоматических выключателей

Наименование элемента	ABB (S200)	Legrand (DX)	ВА04-31	Schneider Electric(Multi 9)
1	2	3	4	5
Электромагнитный Расцепитель	+	+	+	+
Серебросодержащая напайка на неподвижном контакте	+	+	+	+

Продолжение таблицы А

1	2	3	4	5
Защита механизма теплового расцепителя от изменения заводских настроек	+	+	+	-
Дугогасительная камера - число пластин	6	12	9	12
Биметаллическая пластина	+	+	+	+
Защита корпуса выключателя от прожигания электрической дугой	+	+	+	+
Насечки на клеммных зажимах для фиксации провода	+	+	+	+
Регулировочный винт с прижимной металлической закладной гайкой	+	+	+	+
Пластик корпуса	Не поддерживающий горение	Не поддерживающий горение	Не поддерживающий горение	Не поддерживающий горение
Искрогасящая решетка выхлопа	-	+	+	-
Номинальный ток, А	0,5÷63	0,5÷63	0,5÷63	0,5÷63
Номинальное напряжение, В	230/400	230/400	230/400	230/400
Номинальная отключающая способность	6	6	4,5	4,5
Механическая износостойкость, циклов В-О, не менее	20000	20000	20000	20000
Максимальное сечение присоединяемых проводов, мм ²	25	25	25	25
Степень защиты выкл.	IP20	IP20	IP20	IP20
Устойчивость к ударному воздействию	Минимум 30g-3 удара длит. 11мс	Минимум 30g-3 удара длит. 11мс	Минимум 30g-3 удара длит. 11мс	Минимум 30g-3 удара длит. 11мс
Устойчивость к вибрации	5g-20 циклов частотой 5...150...5Гц при нагрузке 0,8 I _n	5g-20 циклов частотой 5...150...5Гц при нагрузке 0,8 I _n	5g-20 циклов частотой 5...150...5Гц при нагрузке 0,8 I _n	5g-20 циклов частотой 5...150...5Гц при нагрузке 0,8 I _n
Класс токоограничения	3	3	3	3
Диапазон рабочих температур, °С	-25 +55	-25 +70	-40 +50	-30 +70
Цена за 1п, 25А	~1271 руб.	~1479 руб.	~1635 руб.	~1019 руб.

Выводы по разделу.

В результате выяснено, что одной из наиболее приспособленных к использованию в российских условиях являются ВА04-31. Так как данные автоматические выключатели выдерживают нижний диапазон рабочих температур -40°C по сравнению с -30°C для выключателей Schneider Electric, Legrand и -25°C для АВВ.

Поэтому при выборе автоматических выключателей той или иной торговой марки следует учитывать не только общие показатели качества продукции, но, главным образом, руководствоваться условиями, в которых будут эксплуатироваться эти автоматические выключатели. Поэтому при реализации схем внутриводского электроснабжения будут применяться автоматические выключатели марки ВА04, не смотря на то, что они дороже остальных.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

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

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

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 [1].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{АВ}} \cdot k_{\text{АВ А}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{СА}} \cdot k_{\text{СА А}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{\text{А0}}, \quad (1.1)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{АВ}} \cdot q_{\text{АВ А}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{СА}} \cdot q_{\text{СА А}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{\text{А0}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.2)$$

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

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

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

$P_{\text{А0}}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

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

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

$$P_{\text{срА}} = 0,35 \cdot 86,0 \cdot 0,89 + 0,35 \cdot 96,5 \cdot 0,11 + 0,4 \cdot 20 = 38,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,35 \cdot 86,0 \cdot 0,38 + 0,35 \cdot 96,5 \cdot 0,96 + 0,4 \cdot 20 \cdot 1,74 = 57,8 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

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

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

ТАБЛИЦА 1.1 (ЛИСТ)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						13
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (1.3) – (1.4) получаем:

$$P_c = 3 \cdot 38,5 = 115,5 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 3 \cdot 57,8 = 173,4 \text{ квар.}$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2} P_{\text{АВ}} + P_{\text{АС}} + P_{\text{А0}}}. \quad (1.5)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{38,5}{\frac{1}{2} \cdot 86,0 + 96,5 + 20,0} = 0,35.$$

Рассмотрим подробно механическое отделение 1. В данном отделении находится 38 электроприемников общей номинальной мощностью 177,2 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШР-3.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{\text{иа}}$ и коэффициента мощности $\cos \varphi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [2].

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

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}}, \quad (1.6)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.7)$$

где n – число электроприемников;

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

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.6) – (1.7) для группы электроприемников в составе 3 станков токарно-сверлильных, получающих питание от ШР-1

$$P_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 3 \cdot 7,3 = 2,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 3 \cdot 7,3 \cdot 1,98 = 5,2 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}, \quad (1.8)$$

где n – реальное число электроприёмников;

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

$$n_3 = \frac{177,2^2}{1926} = 16.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}, \quad (1.9)$$

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

$$K_{\text{иа}} = \frac{29,2}{177,2} = 0,16.$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}, \quad (1.10)$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{42,9}{29,2} = 1,47.$$

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}}, \quad (1.11)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.12)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [3] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{\text{ра}} = f(n_3, k_{\text{иа}})$;

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

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.13)$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (1.11) – (1.13) составят

$$P_p = 1,39 \cdot 29,2 = 40,6 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{12}} = 1,05.$$

$$Q_p = 1,04 \cdot 29,2 \cdot 1,47 = 44,6 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.14)$$

$$S_p = \sqrt{40,6^2 + 44,6^2} = 60,4 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.15)$$

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

$$I_p = \frac{60,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 91,7 \text{ А.}$$

Определим пиковую нагрузку по отделению

Выберем электроприемник (ЭП) с наибольшим пусковым током – станок токарно-карусельный с параметрами:

– $P_{ном} = 34,3$ кВт – номинальная активная мощность;

– $\cos\varphi = 0,65$;

– $K_{пуск} = 5$ – кратность пускового тока.

Пусковой ток

$$I_{пуск} = \frac{K_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}. \quad (1.16)$$

$$I_{пуск} = \frac{5 \cdot 34,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,65} = 445,4 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		16

Пиковый ток по отделению

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + I'_p, \quad (1.17)$$

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

$$I_{\text{пик}} = 445,4 + 69,0 = 514,4 \text{ А.}$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и $\text{tg}\varphi$ по формулам (1.8) – (1.10) соответственно получаем

$$n_s = \frac{1572,5^2}{43701} = 57.$$

$$K_{\text{на}} = \frac{602,9}{1572,5} = 0,38.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{548,9}{602,9} = 0,91.$$

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.

$$P_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 602,9 = 422,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 548,9 = 384,2 \text{ квар.}$$

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 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт/м^2 [4, п.6.3];

$F_{\text{ц}}$ – поверхность пола цеха, м^2 .

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

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

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

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 7200 = 97,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 97,2 \cdot 0,33 = 31,9 \text{ квар}.$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

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

$$S_{p.ц} = \sqrt{422,0^2 + 97,2^2 + 384,2^2 + 31,9^2} = 665,4 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

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 [3].

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.

ТАБЛИЦА 1.2 (4 ЛИСТА)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						19
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

ТАБЛИЦА 1.2 (4 ЛИСТА)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						20
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

ТАБЛИЦА 1.2 (4 ЛИСТА)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						21
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

ТАБЛИЦА 1.2 (4 ЛИСТА)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						22
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

ТАБЛИЦА 1.3 (1 лист)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						23
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

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:

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

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

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

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

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:

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

$$m = \frac{15}{3,14 \cdot 3^2} = 0,53 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [5]:

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

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

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 Склад 1	43	6	37		596	456	5	51	309	0
2 Механический цех 1	1452	1330	122		616	379	30	330	30	0
3 Станция нейтрализации	60	42	19		356	388	6	249	111	0
4 Компрессорная станция	1087	48	15	1024	407	388	26	16	5	339
5 Склад 2	15	7	8		698	386	3	158	202	0
6 Центральная заводская лаборатория	29	22	7		356	356	4	269	91	0
7 Механический цех 2	2542	2424	118		502	317	39	343	17	0
8 Цех энергоснабжения	395	358	37		624	313	15	326	34	0
9 Инструментальный цех	368	327	41		601	265	15	320	40	0
10 Механический участок 1 станков ЧПУ	178	138	41		648	265	10	278	82	0
11 Цех сбыта продукции	69	10	58		65	190	6	55	305	0
12 Механический цех 3	2119	1939	180		190	187	36	329	31	0
13 Термический цех	7469	2803	166	4500	286	187	67	135	8	217
14 Механический участок 2 станков ЧПУ	293	264	29		359	219	13	325	35	0
15 Заводоуправление	86	5	81		404	140	7	22	338	0
16 Транспортный цех	209	34	175		548	184	11	59	301	0
17 Котельная	145	130	16		20	180	9	321	39	0
18 РМЦ	519	422	97		359	176	18	293	67	0
19 Механический цех 4	3266	2986	280		308	98	44	329	31	0
20 Мазутная	31	13	18		65	123	4	152	208	0
21 Механический цех 5	1705	1558	147		184	91	32	329	31	0

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22 Столовая	165	140	25		670	78	10	306	54	0
23 Склад 3	47	6	41		541	29	5	48	312	0
Итого	22291	15011	1756	5524	286	203				

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: $x_{ГПП} = 286$ м; $y_{ГПП} = 290$ 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 [6], 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 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [7], 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 $Q_{p.c}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор, определяется из соотношений

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

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{p.c}$, 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 $Q_{p.c}$.

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

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

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

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

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

Приведем пример расчета ТП для механического цеха 3, 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

$$S_{т.н} \geq \frac{2119}{2 \cdot 0,8} = 1324 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 1600 кВА.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

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

$$Q_{1p} = \sqrt{2 \cdot 0,8 \cdot 1600^2 - 2119^2} = 1436 \text{ квар.}$$

Так как

$$Q_{1p} < Q_{p.ц.}$$

$$1436 < 1508 \text{ квар,}$$

то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею.

Мощность батареи конденсаторов определяется по формуле (2.6)

$$Q_{к.н} = 1508 - 1436 = 72 \text{ квар.}$$

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{2119^2 + 1436^2}}{2 \cdot 1600} = 0,80.$$

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

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.2.

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

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

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

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

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

ТАБЛИЦА 2.2 (1 ЛИСТ)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						31
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 2.3 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	1	$47 \cdot 98 = 4606$
1	2	$19 \cdot 38 = 722$
2	3	$68 \cdot 153 = 10404$
2	4	$71 \cdot 102 = 7242$
2	5	$38 \cdot 158 = 6004$
3	6	$475 \cdot 26 = 12350$
3	7	$223 \cdot 26 = 5798$
6	8	$190 \cdot 42 = 7980$
7	9	$74 \cdot 88 = 6512$
7	10	$34 \cdot 18 = 612$
8	11	$379 \cdot 32 = 12128$
10	12	$91 \cdot 68 = 6188$
10	13	$51 \cdot 124 = 6324$

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 РПН в цехах с малой нагрузкой.

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

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

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

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

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [1]

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

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

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^3$ - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснаб-

жения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot P_{\text{номи}}$ - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных элект-

троприемников, 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 $K_{ом}$ 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 $K_{ИА}$ и приводится в [3].

Число присоединений $n = m + M = 14 + 7 = 21$; $K_{ИА} = 0,63$, тогда $K_{ОМ} = 0,90$.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п} = 0,90 \cdot 15011 + 5524 + 297 + 1872 = 20621 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{0,8 + 0,016 \cdot 20621} = 79 \text{ кВ.}$$

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

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

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

$$Q'_{эс.35} = 20621 \cdot 0,4 = 8248 \text{ квар.}$$

$$Q'_{эс.110} = 20621 \cdot 0,5 = 10310 \text{ квар.}$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

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

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.35}} = 0,07 \cdot \sqrt{20621^2 + 8248^2} = 1555 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.110}} = 0,07 \cdot \sqrt{20621^2 + 10310^2} = 1614 \text{ квар.}$$

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

$$S_{\text{р.п.35}} = \sqrt{20621^2 + 8248 - 1555^2} = 21680 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{р.п.110}} = \sqrt{20621^2 + 10310 - 1614^2} = 22380 \text{ квар.}$$

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:

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

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

$$S_{\text{т.ном.35}} \geq \frac{21680}{2 \cdot 0,7} = 15486 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{22380}{2 \cdot 0,7} = 15986 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТДН-16000/35/10 и ТДН-16000/110/10, технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
16	35	10	85	13,0	10,0	0,3
16	110	10	85	13,0	10,5	0,4

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

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

$$k_{з.н.35} = \frac{21680}{2 \cdot 16000} = 0,68.$$

$$k_{з.н.110} = \frac{22380}{2 \cdot 16000} = 0,70.$$

Выводы по разделу три

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов схем 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. Ремонтная перемычка не устанавливается ввиду незначительной протяженности питающих воздушных линии 110 кВ.

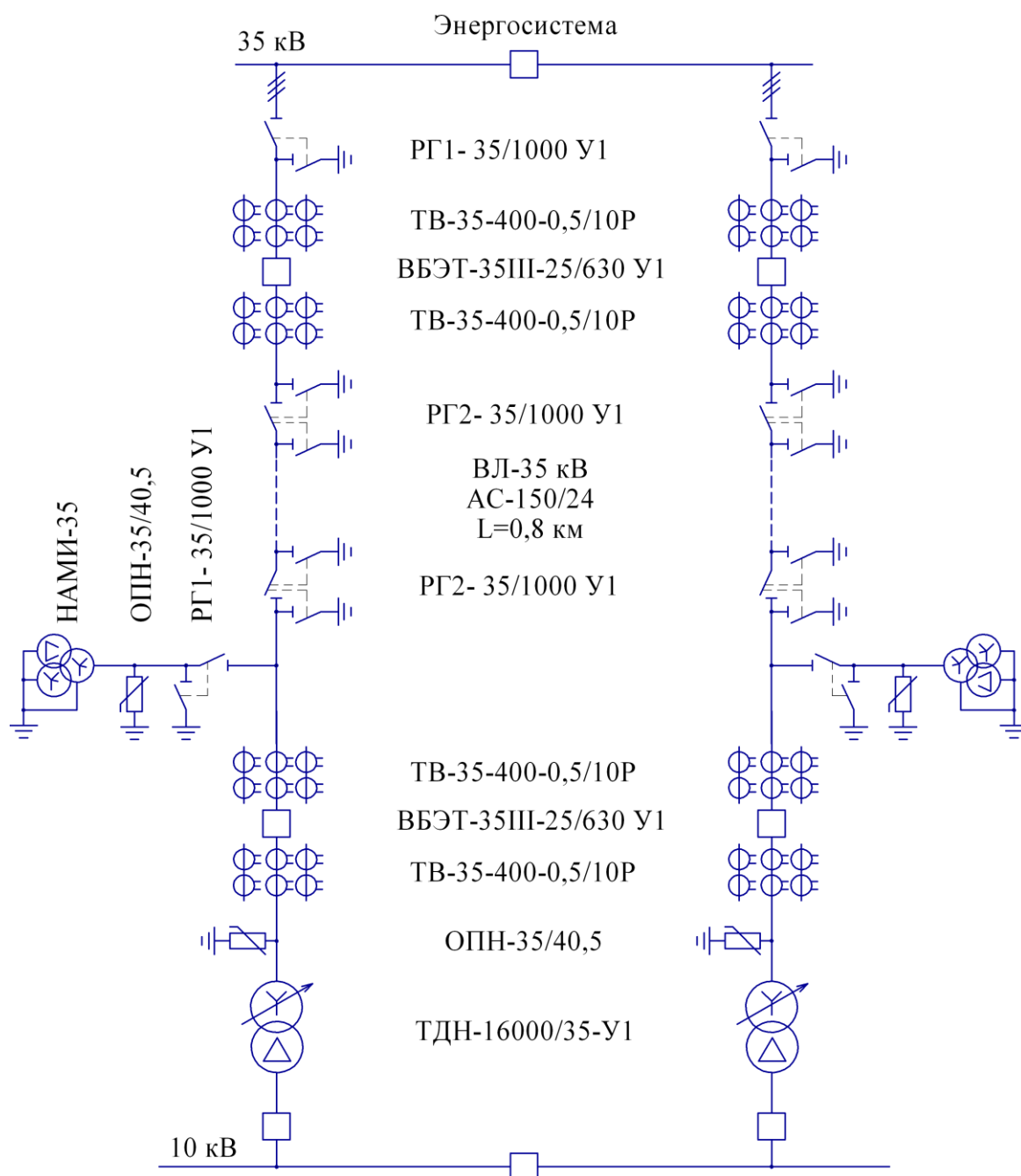


Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

37

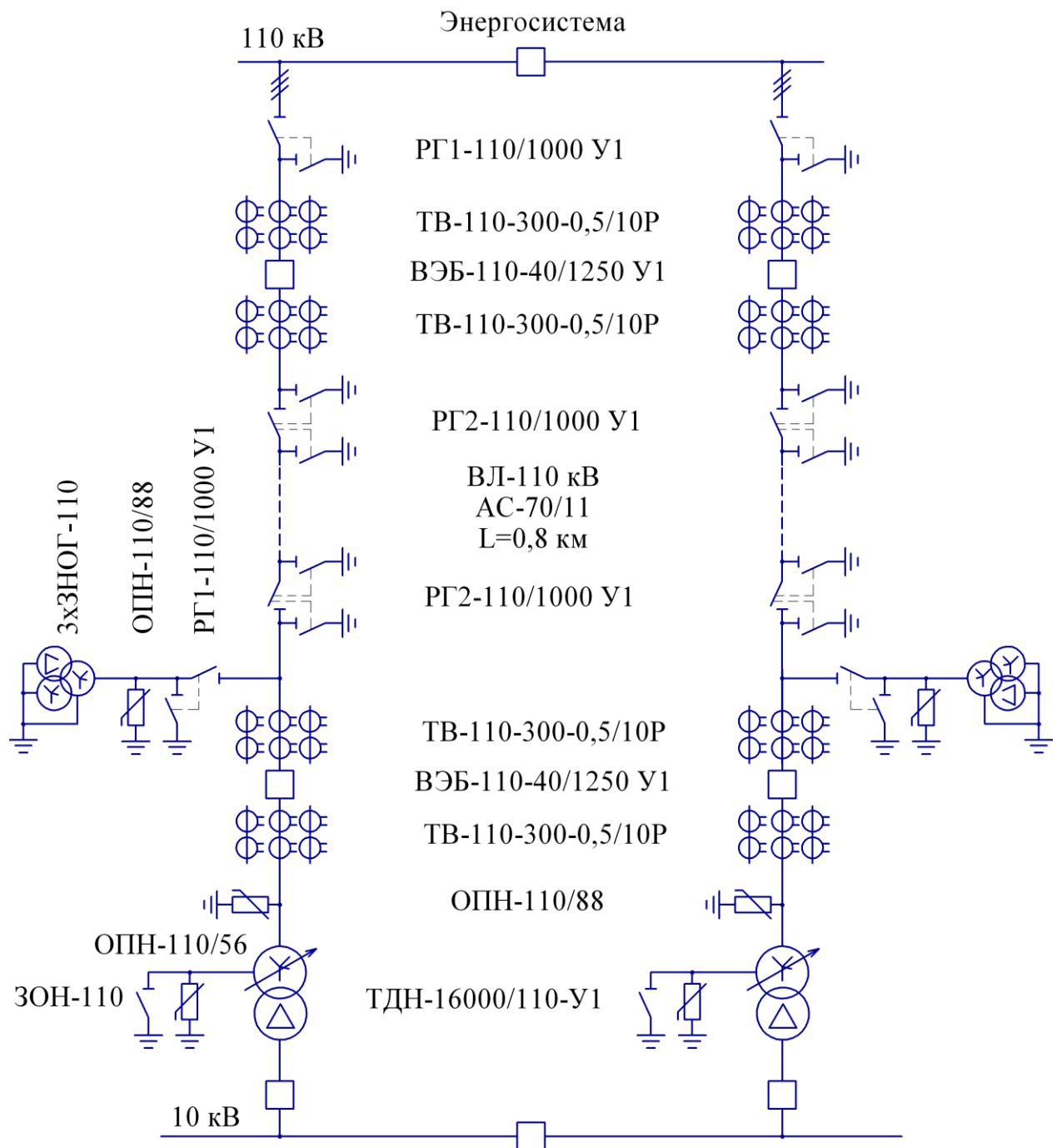


Рисунок 4.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

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

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

38

$$\Delta P_{т.35} = 2 \cdot 13 + 0,68^2 \cdot 85 = 104 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

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

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

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{т.35} = 2 \left(\frac{0,3}{100} 16000 + 0,68^2 \frac{10}{100} 16000 \right) = 1565 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

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

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

Годовое число часов максимальных потерь

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

где T_m - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3330}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1830 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{т.35} = 2 \cdot 13 \cdot 8760 + 0,68^2 \cdot 85 \cdot 1830 = 371 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

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.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_m , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	104	1565	3330	1830	371
110	109	1771	3330	1830	380

4.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия Нагрузка в начале линии

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

$$S_{\text{р.л.35}} = \sqrt{20621 + 35^2 + 8248^2} = 22306 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

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

$$I_{\text{р.л.35}} = \frac{22306}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 184 \text{ А.}$$

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

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

$$I_{\text{п.35}} = 2 \cdot 184 = 368 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

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

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм² [8].

$$F_3 = \frac{184}{1,1} = 167 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-185/24.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

Потери активной энергии в проводах линии за год:

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

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

L - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л,35} = 2 \cdot 3 \cdot 184^2 \cdot 0,20 \cdot 0,8 \cdot 1830 = 59 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}} .$$

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.

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{ном}$, кВ	$S_{р.л}$, кВА	$I_{р.л.}$, А	$I_{п}$, А	F_3 , мм ²	$F_{ст}$, мм ²	$I_{д.доп.}$, Ом/км	r_0 , Ом/км	L , км	$\Delta A_{л}$, $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	22306	184	368	167	150	450	0,20	0,80	59
110	23153	61	122	55	70	265	0,43	0,80	14

4.3 Расчет токов короткого замыкания

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

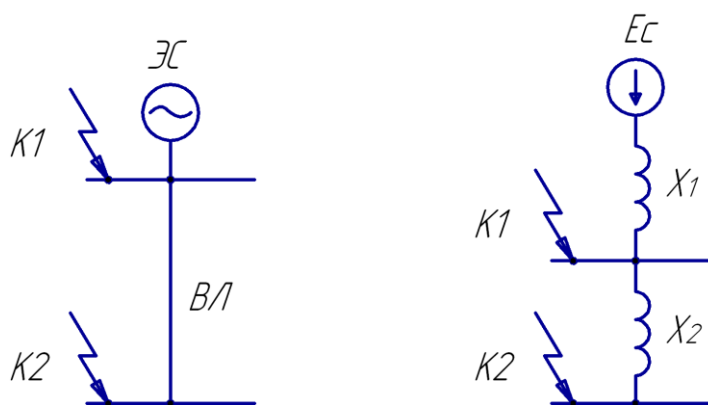


Рисунок 4.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

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.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{850} = 1,18.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.11)$$

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,18} = 13,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

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

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [3].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 13,3 = 32,3 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

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

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

U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,43 \cdot 0,8 \cdot 1000}{37^2} = 0,24.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

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

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,18 + 0,24} = 11,0 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42

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

$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{\text{б}}$, МВА	$U_{\text{б}}$, кВ	$S_{\text{к}}$, МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	$I_{\text{к1}}$, кА	$I_{\text{к2}}$, кА	$i_{\text{уд1}}$, кА	$i_{\text{уд2}}$, кА
35	1000	37	850	1,18	0,24	13,3	11,0	32,3	28,1
110	1000	115	3330	0,30	0,03	16,7	15,4	40,7	39,1

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [3]:

– по номинальному напряжению

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

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.22)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [3].

Расчетное время

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в}, \quad (4.23)$$

где $t_{р.з.min}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;
 $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [9, 10] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

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

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

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

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

Полный тепловой импульс

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

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 [9, 10] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/630	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;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 369,5$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;	$I_{max} = 117,6$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,т}$;	$I_{п,0} = 13,3$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 16,7$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{а,ном} \geq i_{а,т}$;	$i_{а,т} = 5,4$ кА;	$i_{а,ном.} = 11,4$ кА;	$i_{а,т} = 6,8$ кА;	$i_{а,ном.} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 13,3$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 16,7$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 32,3$ кА;	$i_d = 63,0$ кА;	$i_y = 40,7$ кА;	$i_d = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \cdot$	$B_k = 350,1$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² · с	$B_k = 556,2$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с

Разъединители выбираются, согласно условиям [3]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

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

- по номинальному току

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

- по электродинамической стойкости:

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

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

- по термической стойкости:

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] 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
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 369,5$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;	$I_{max} = 117,6$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 32,3$ кА;	$i_d = 50$ кА;	$i_y = 40,7$ кА;	$i_d = 100$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \cdot$	$B_k = 350,1$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² · с ;	$B_k = 556,2$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · 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
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
РІК	Цепи питающих линий	СЭТ-4ТМ.03М [12]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [13]								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 [14]								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 [15] 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 C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

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

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:

$$C_3 = \Delta A_{\tau} + \Delta A_{\lambda} \cdot C_0', \quad (4.35)$$

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, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ [16, 17];

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ [16, 17];

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

$$C'_{0.35} = 1,05 \left(\frac{1208,56 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,3396 \right) = 6,96 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C'_{0.110} = 1,03 \left(\frac{959,11 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,3488 \right) = 5,71 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.33) – (4.36) сведен в таблицу 4.7 и 4.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [18].

Таблица 4.7 – Технико-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
Разъединитель РГ1-35/1000У1	пол	12	41	492	0,193	95			
Разъединитель РГ2-35/1000У1	пол	12	51	612	0,193	118			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630	шт	4	850	3400	0,193	656			
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	85			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	35			
Трансформатор ТДН-16000/35-У1	шт	2	3270	6540	0,193	1262	370521	3708	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-150/24 на стальных опорах	км	0,8	1265	1012	0,152	154	59448	595	
Всего по варианту				12676		2405	429969	4303	6708

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_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-110/1000У1	пол	12	76	912	0,193	176			
Разъединитель РГ2-110/1000У1	пол	12	89	1068	0,193	206			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	3150	12600	0,193	2432			
ОПН-110/88	шт	6	27	162	0,193	31			
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			

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор ТДН-16000/110-У1	шт	2	3420	6840	0,193	1320	379883	2989	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС- 70/11 на стальных опорах	км	0,8	1641	1313	0,152	200	13940	110	
Всего по варианту				24547		4684	393824	3099	7783

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 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затраты К, тыс. руб.	Приведённые ка- питальные 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	12676	2405	430	4303	6708
U = 110 кВ	24547	4684	394	3099	7783

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

$$\frac{7783 - 6708}{7783} \cdot 100\% = 13,8 \%$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения предприятия 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. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

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

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [19, 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

При установке трансформаторов 16 МВА на двухтрансформаторной ГПП, согласно [19, п.6.3.3] рекомендуется выполнение РУ-10 кВ с одной одиночной секционированной выключателем системой шин

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [19, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [19, 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.

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 [8]).

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода есть блуждающие токи, но отсутствуют колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); П – полиэтиленовая оболочка.

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 [8].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.4)$$

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

– при питании однострансформаторной 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;

$$I_{p.k.1} = \frac{1341}{\sqrt{3} \cdot 10} = 77,4 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3}, \quad (5.5)$$

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

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=3330$ ч/год [2] экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм², тогда сечение кабельной линии

$$F_{31} = \frac{77,4}{1,7} = 46 \text{ мм}^2.$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к F_3 , поэтому принимаем кабель типа АПвП-10 (3x50) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}}=156$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,77$ Ом/км, $x_0=0,13$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}; \quad (5.6)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [8];

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [8];

$n_{\text{к}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{\text{доп.ф.1}} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 156 = 132,6 > \frac{77,4}{1} = 77,4 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

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

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}. \quad (5.7)$$

$$I_{\text{ав1}} = 2 \cdot 77,4 = 154,8 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

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

где $K_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{\text{ав}} = 1,10 \cdot 132,6 = 145,9 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{\text{ав}} \geq \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}}. \quad (5.10)$$

$$145,9 < 154,8 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до АПвП-10 (3x70) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}} = 193$ А, удельные сопротивления: $r_0 = 0,55$ Ом/км, $x_0 = 0,12$ Ом/км.

Тогда

$$I_{\text{доп.ф.1}} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 193 = 164,1 > \frac{77,4}{1} = 77,4 \text{ А.}$$

$$I'_{\text{ав}} = 1,10 \cdot 164,1 = 180,5 > 154,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (5.11)$$

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

$$\Delta U_1 = \frac{1240 \cdot 0,55 \cdot 0,402 + 513 \cdot 0,12 \cdot 0,402}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,60 < 5\%$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля F_T по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.11) представлен в таблице 5.1.

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 преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		53

ТАБЛИЦА 5.1(1 ЛИСТ)

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
						54
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

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.

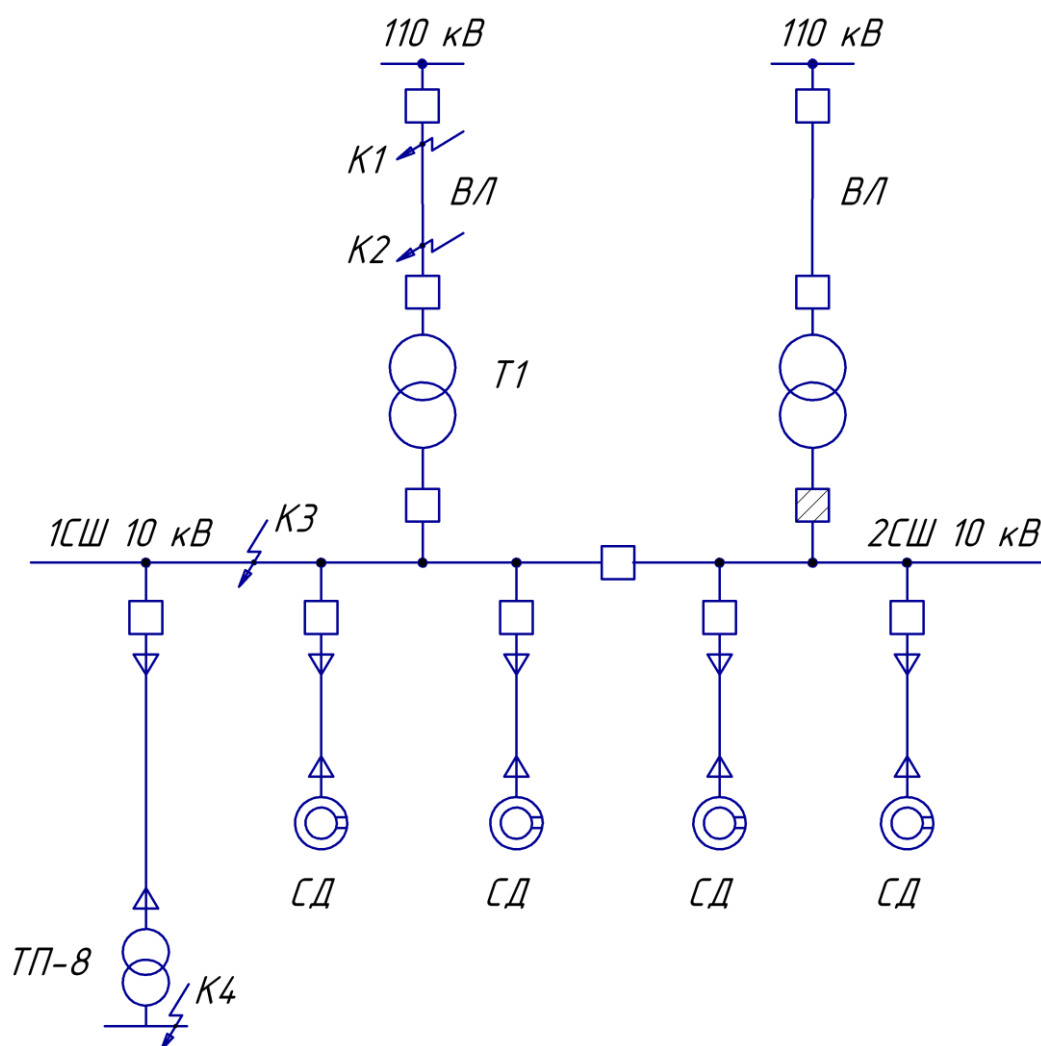


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

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

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

55

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).

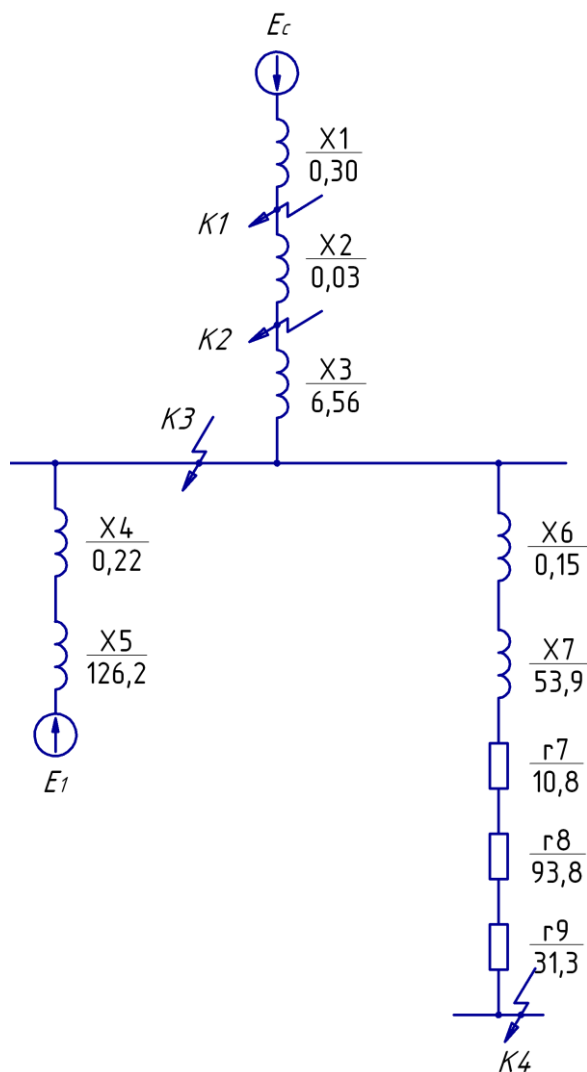


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

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

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

13.03.02.2017.651.00.00 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.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3330} = 0,30.$$

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.

$$x_2 = x_{\text{л}} = 0,44 \cdot 0,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,03.$$

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.

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.4)$$

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.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		57

$$x_4 = \frac{1}{1} \cdot 0,13 \cdot 0,186 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,22.$$

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,13 \cdot 0,129 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,15.$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (6.5)$$

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_5 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,95}{320} = 126,1.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-8:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}}. \quad (6.6)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

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

$$z_7 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55,0. \quad (6.7)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.т}}^2}, \quad (6.8)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_7 = 10,8 \cdot \frac{1000}{1000^2} = 10,8.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (6.9)$$

$$x_7 = \sqrt{55,0^2 - 10,8^2} = 53,9.$$

Согласно [19, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_8 = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.10)$$

$$r_8 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_9 = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.11)$$

$$r_9 = 0,005 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 31,3.$$

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

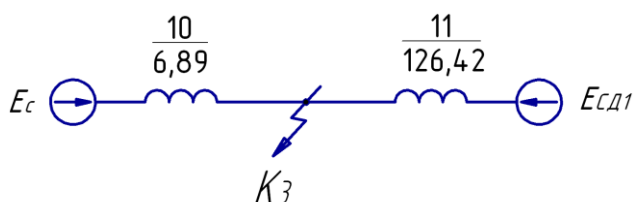


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

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

$$x_{10} = x_1 + x_2 + x_3. \quad (6.12)$$

$$x_{11} = x_4 + x_5. \quad (6.13)$$

$$x_{10} = 0,30 + 0,03 + 6,56 = 6,89.$$

$$x_{11} = 0,22 + 126,2 = 126,42.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.14)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{10}} \cdot I_6. \quad (6.15)$$

$$I_{CD} = \frac{E_1}{x_{11}} \cdot I_6. \quad (6.16)$$

$$I_c = \frac{1}{6,89} \cdot 55 = 8,0 \text{ кА.}$$

$$I_{CD} = \frac{1,1}{126,4} \cdot 55 = 0,5 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_3

$$I_{кз3/0} = I_c + I_{CD}. \quad (6.17)$$

$$I_{кз3/0} = 8,0 + 0,5 = 8,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.18)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [2].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,5 = 22,7 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке K_3

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.19)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 22,7 = 154 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_4 .

Суммарное активное сопротивление

$$r_\Sigma = r_7 + r_8 + r_9. \quad (6.20)$$

$$r_\Sigma = 10,8 + 93,8 + 31,3 = 135,8.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_\Sigma = x_6 + x_7 + x_{10}. \quad (6.21)$$

$$x_\Sigma = 0,15 + 53,9 + 6,89 = 61,0.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (6.22)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{135,8^2 + 61,0^2} = 148,9.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_{\bar{6}}}{z_4}. \quad (6.23)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{148,9} = 6,7 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_{\bar{6}} = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}}}. \quad (6.24)$$

$$I_{к4} = \frac{6,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 9,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.25)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [2].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 9,7 = 21,9 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.25), представим в таблице 6.1.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		61

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{\text{ср}}$ расчетной точки, кВ	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
K_1	115	16,7	40,7	3330
K_2	115	15,4	39,1	3067
K_3	10,5	8,5	22,7	154
K_4	0,4	9,7	21,9	6,7

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 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 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:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}}} \quad (7.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,2 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a, \quad (7.2)$$

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 аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 8,5^2 \cdot 1,4 + 0,06 + 0,12 = 113,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [20] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [2]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1293,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 22,7 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 113,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1600 У3 [21].

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

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1600 У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1293,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 3,4 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 22,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 113,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р-У3 [22]. 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 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1500-0,5/10Р-У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1293,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 22,7 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 113,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 7.4).

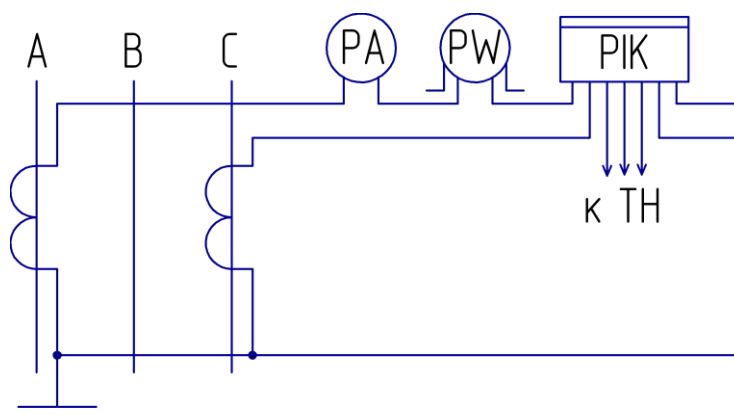


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

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

Сопротивление приборов

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

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

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

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 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{max} , А	I _{п.0} , кА	i _у , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП3	10	154,8	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП2	10	198,8	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП4	10	278,6	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП5	10	207,0	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП6	10	23,9	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП7	10	15,3	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП8	10	53,8	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - ТП9	10	262,7	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - СД	10	21,7	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ЭП	10	135,8	8,5	22,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3

7.4 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 [20, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (7.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

$$S_{2ном} \geq S_{нагр}; \quad (7.4)$$

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

$S_{2ном}$ - 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 7.2.

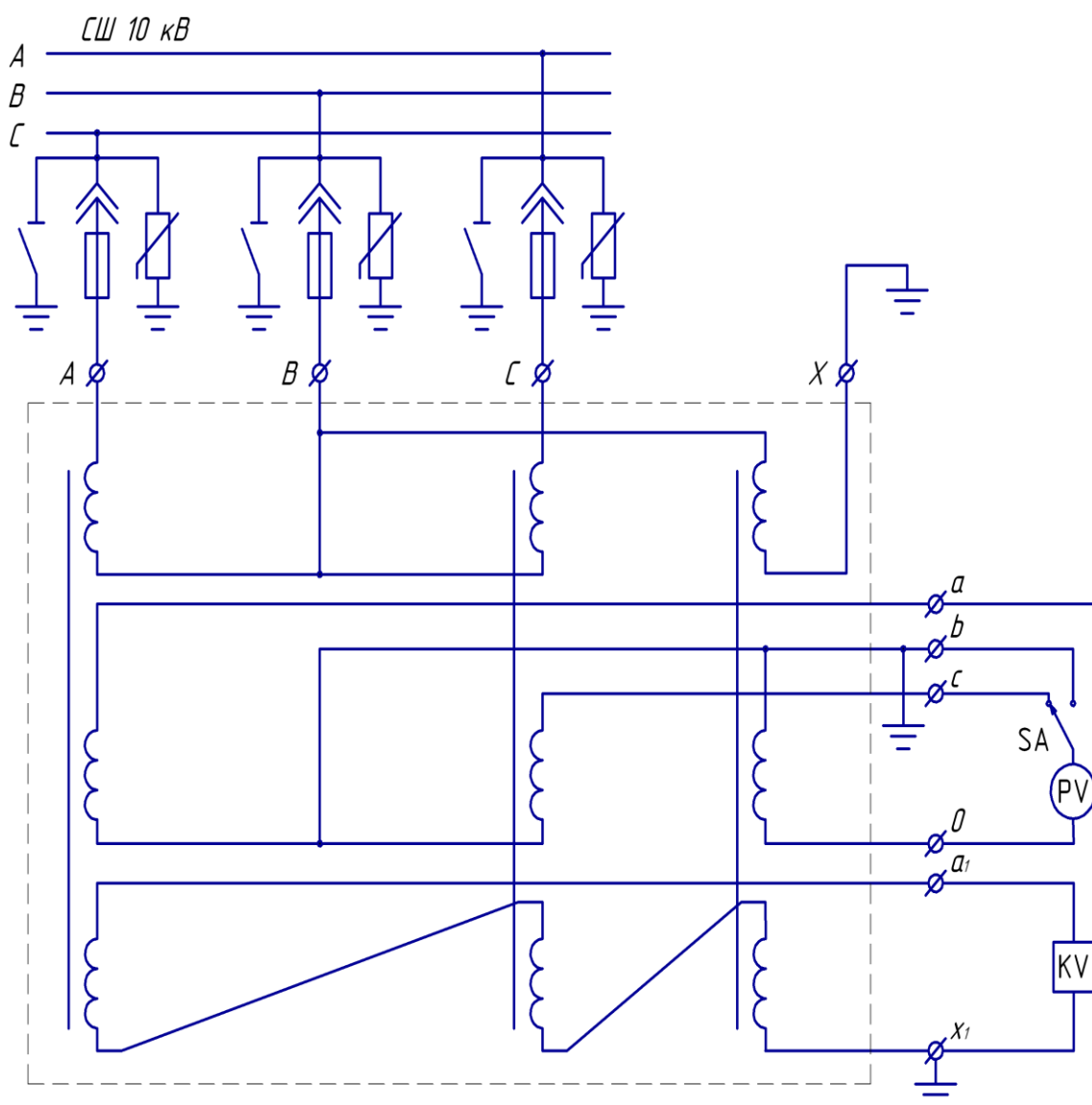


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [23]

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

67

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (7.3) – (7.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.6

Таблица 7.6 – 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	-
PK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	9	14	18
Итого								21	18
НАМИ-10У2 [23]		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 28 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

7.5 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 [24].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-3, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ А.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [24] представлены в таблицах 7.7 и 7.8 соответственно.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 50,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 400,0 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 22,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 113,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-80-20У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 50,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 80 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 8,5 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	$I_{отк.}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	80,8	8,5	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-3	10	50,9	8,5	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10	129,3	8,5	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10	129,3	8,5	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10	129,3	8,5	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-11	10	129,3	8,5	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3

7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [25].

Выбор токопровода представим в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1293,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600,0 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 22,7 \text{ кА}$	$i_d = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 113,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.7 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.

Для расчета всех характерных термических сечений кабелей на рисунке 7.3 представим карту селективности.

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.5)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$ [26, табл.8];

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

$$F_{т.с.}^{ТП} = \frac{\sqrt{55,8 \cdot 10^6}}{90} = 83 \text{ мм}^2.$$

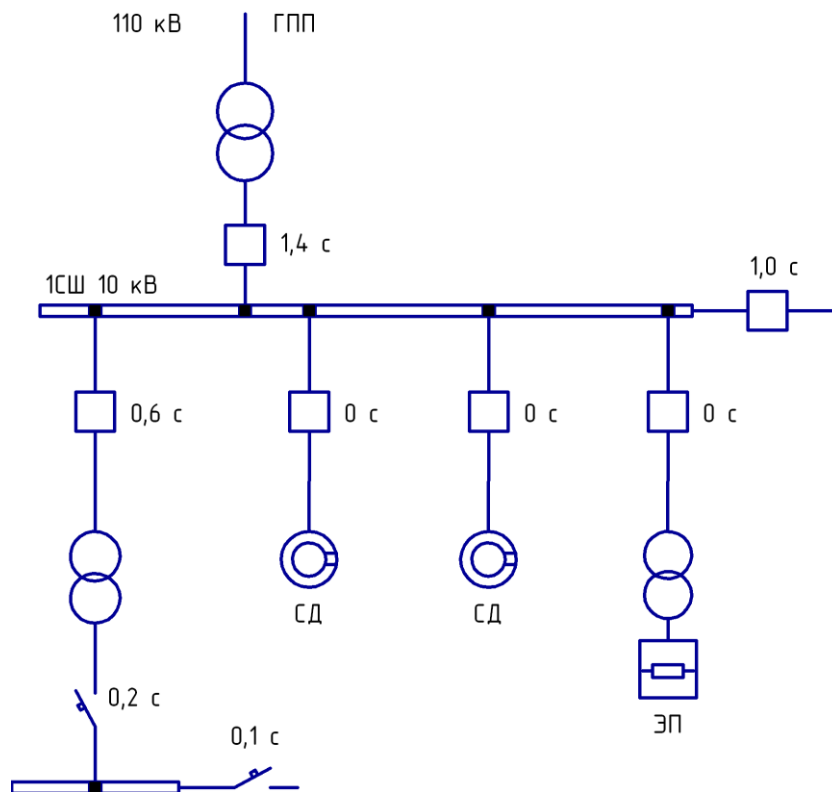


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (7.5) представим в таблице 7.11.

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

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{p.з.}$, с	$t_{o.в.}$, с	T_a , с	B_k , $кА^2 \cdot с$	$C, \frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, $мм^2$
ГПП – ТП	8,5	0,6	0,06	0,12	55,8	90	83
ГПП – СД	8,5	0,0	0,06	0,12	12,9	90	40
ГПП – ЭП	8,5	0,0	0,06	0,12	12,9	90	40

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

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $мм^2$	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, $мм^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП - ТП3	50	95	АПвП-10 (3х95)
ТП3 - ТП1	25	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - ТП2	50	95	АПвП-10 (3х95)
ТП4 - ТП11	35	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - ТП5	70	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - ТП6	16	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - ТП7	16	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - ТП8	35	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - ТП9	70	95	АПвП-10 (3х95)
ТП9 - ТП10	35	95	АПвП-10 (3х95)
ГПП - СД	16	50	АПвП-10 (3х50)

7.8 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:

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

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 16000 = 16 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСГЛ-16/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-10.

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [27]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – 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	2020	7,8	17,7	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	7,8	17,7	Э16В-1600УХЛ3
ТП-2	Вводной	5052	7,8	17,7	Э40В-6300УХЛ3
	Секционный	2526	7,8	17,7	Э40В-4000УХЛ3
ТП-3	Вводной	1272	7,8	17,7	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	7,8	17,7	Э06В-1000УХЛ3
ТП-4	Вводной	3232	7,8	17,7	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1616	7,8	17,7	Э25В-2500УХЛ3
ТП-5	Вводной	3232	7,8	17,7	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1616	7,8	17,7	Э25В-1600УХЛ3
ТП-6	Вводной	1272	7,8	17,7	Э16В-1600УХЛ3
ТП-7	Вводной	324	7,8	17,7	Э06В-400УХЛ3
	Секционный	162	7,8	17,7	Э06В-250УХЛ3
ТП-8	Вводной	2020	7,8	17,7	Э25В-2500УХЛ3
ТП-9	Вводной	3232	7,8	17,7	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1616	7,8	17,7	Э25В-1600УХЛ3
ТП-10	Вводной	3232	7,8	17,7	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1616	7,8	17,7	Э25В-2500УХЛ3
ТП-11	Вводной	3232	7,8	17,7	Э40В-4000УХЛ3
	Секционный	1616	7,8	17,7	Э25В-2500УХЛ3

7.10 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для электроприемников ремонтно-механического цеха

Выбор распределительных шинопроводов производится по следующим условиям [9]:

– по расчетному току

$$I_{p.ш} \leq I_{ном.ш}, \quad (7.6)$$

где $I_{ном.ш}$ – номинальный ток шинопровода, А;

– по допустимой потере напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{p.ш} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot r_{0.ш} \cdot \cos \varphi + x_{0.ш} \cdot \sin \varphi \leq \Delta U_{доп}, \quad (7.7)$$

где $L_{ш}$ – длина шинопровода, м;

$r_{0.ш}$ – удельное активное сопротивление шинопровода Ом/м;

$x_{0.ш}$ – удельное реактивное сопротивление шинопровода Ом/м;

$\Delta U_{доп} = 5\%$ – допустимая потеря напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов, произведенный по выражениям (7.6) – (7.7), устанавливаемых в ремонтно-механическом цехе представим в таблице 7.14.

Таблица 7.14 – Выбор распределительных шинопроводов

Тип	Марка	$I_{ном.ш}$, А	$I_{p.ш}$, А	$L_{ш}$, м	$r_{0.ш}$, мОм/м	$x_{0.ш}$, мОм/м	$\Delta U_{ш}$, %
ШР-1	ШРА 4-630	630	440	30	0,09	0,11	2,5
ШР-2	ШРА 4-400	400	373,3	30	0,15	0,17	1,5
ШР-3	ШРА 4-100	100	91,7	30	0,32	0,29	2,1
ШР-4	ШРА 4-160	160	101,4	30	0,29	0,25	1,8
ШР-5	ШРА 4-160	160	133,7	30	0,29	0,25	1,7
ШР-6	ШРА 4-250	250	223,8	30	0,15	0,17	2,0

Выбор сечения кабеля 0,4 кВ производим по нагреву расчетным током

$$I_p \leq I_{д.доп}. \quad (7.13)$$

Трехфазный расчетный ток определяется выражением

$$I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (7.14)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприемника, кВт.

В качестве аппарата защиты для электроприемников ремонтно-механического цеха от коротких замыканий и перегрузок принимаем автоматические выключатели.

Выбор автоматических выключателей производится по условиям:

– соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.с}} ; \quad (7.15)$$

– соответствие номинального тока автоматического выключателя расчетному току защищаемой цепи

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_p ; \quad (7.16)$$

– проверка по условиям стойкости при коротком замыкании

$$I_{\text{откл}} \geq I_k^3 ; \quad (7.17)$$

где $I_{\text{откл}}$ – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем, кА;

I_k^3 – ток трехфазного КЗ, кА.

Выбор питающих кабелей и автоматических выключателей для электроприемников ремонтно-механического цеха, произведенный по условиям (7.13) – (7.17) представим в таблице 7.15.

Таблица 7.15 – Выбор кабелей и автоматических выключателей

Наименование	$I_p, \text{А}$	$I_k^3, \text{кА}$	Кабель		Автомат		
			Тип	$I_{\text{дд}},$	Тип	$I_{\text{ном.в}},$	$I_{\text{откл}},$
1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-1							
1, 4, 5 Однофазная нагрузка	0,89	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
2 Агрегат сварочно-зарядный	14,2	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
3 Выпрямитель сварочный	64	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
6 Подвесной наждак	8,5	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-2							
7 Электропечь сопротивления	240	6,7	ВВГнг-LS (4x120)	260	ВА04-35Про	250	50
8 Электропечь индукционная	128	6,7	ВВГнг-LS (4x70)	180	ВА04-35Про	160	50
9 Вентилятор	14,3	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50

Продолжение таблицы 7.15

1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-3							
10 Кран-балка	13,4	6,7	ВВГнг-LS (4x4)	35	ВА04-31Про	32	50
11 Станок вертикально-сверлильный	74	6,7	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
12 Станок настольно-сверлильный	7,3	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
13 Станок вертикально-долбежный	38,5	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
14 Станок токарно-винторезный	38,4	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
15 Станок широкоуниверсальный	52,6	6,7	ВВГнг-LS (4x16)	75	ВА04-31Про	63	50
16 Станок копировально-универсальный	36,5	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
17 Станок горизонтально-фрезерный	38,6	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
18 Станок плоскшлифовальный	48,7	6,7	ВВГнг-LS (4x16)	75	ВА04-31Про	63	50
19 Станок настольно-сверлильный	3,65	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
20 Станок токарно-карусельный	80,2	6,7	ВВГнг-LS (4x35)	120	ВА04-31Про	100	50
21 Станок резьбошлифовальный	45,6	6,7	ВВГнг-LS (4x10)	55	ВА04-31Про	50	50
22 Нижницы гильотинные	16,22	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
ШР-4							
23 Станок круглошлифовальный	93	6,7	ВВГнг-LS (4x35)	120	ВА04-31Про	100	50
24 Станок поперечно-строгальный	24	6,7	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
25 Станок токарно-винторезный	70,2	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
26 Станок горизонтально-фрезерный	10,95	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
27 Станок вертикально-сверлильный	64,9	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
28 Станок вертикально-фрезерный	52,65	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
29 Станок вертикально-сверлильный	12,2	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
30 Станок зубофрезерный	106	6,7	ВВГнг-LS (4x50)	145	ВА04-35Про	125	50
31 Станок настольно-сверлильный	9,2	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50

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

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

75

Продолжение таблицы 7.15

1	2	3	4	5	6	7	8
32 Полуавтомат отрезной	44,5	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
33 Ножовка механическая	18,25	6,7	ВВГнг-LS (4x2,5)	25	ВА04-31Про	25	50
34 Пресс-ножницы	52,65	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
35 Кран-балка	6,7	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-5							
36 Станок универсально-фрезерный	70,2	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
37 Станок токарно-карусельный	146,5	6,7	ВВГнг-LS (4x70)	180	ВА04-35Про	160	50
38 Станок токарно-винторезный	59,1	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
39 Станок резьбо-шлифовальный	91,2	6,7	ВВГнг-LS (4x35)	120	ВА04-31Про	100	50
40 Станок плоско-шлифовальный	83,2	6,7	ВВГнг-LS (4x35)	120	ВА04-31Про	100	50
41 Станок обдирочно-шлифовальный	20,7	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
42 Станок настольно-сверлильный	9,2	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
43 Станок токарно-винторезный	60	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
44 Станок вертикально-фрезерный	68,45	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
45 Станок вертикально-сверлильный	27,45	6,7	ВВГнг-LS (4x6)	42	ВА04-31Про	40	50
46 Вентилятор	5,7	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ШР-6							
47 Ультразв. генератор	114	6,7	ВВГнг-LS (4x50)	145	ВА04-35Про	125	50
48 Шкаф сушильный	45,6	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
49 Ванна промывки	52,2	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
50 Ванна ультразвуковой очистки	87	6,7	ВВГнг-LS (4x35)	120	ВА04-31Про	100	50
51 Кондиционер	57	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
52 Станок профиле-шлифовальный	60,2	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
53 Станок координатно-расточной	58,5	6,7	ВВГнг-LS (4x25)	95	ВА04-31Про	80	50
54 Вентилятор	5,7	6,7	ВВГнг-LS (4x1,5)	19	ВА04-31Про	16	50
ТП - 6							
ТП6 – ШР1	437,9	6,7	2xВВГнг-LS (4x95)	440	ВА04-35Про	400	50
ТП6 – ШР2	373,3	6,7	2xВВГнг-LS (4x95)	440	ВА04-35Про	400	50

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

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

76

Продолжение таблицы 7.15

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП6 – ШР3	91,7	6,7	ВВГнг-LS (4x50)	145	ВА04-31Про	125	50
ТП6 – ШР4	105,5	6,7	ВВГнг-LS (4x50)	145	ВА04-31Про	125	50
ТП6 – ШР5	133,7	6,7	ВВГнг-LS (4x70)	180	ВА04-35Про	160	50
ТП6 – ШР6	223,8	6,7	ВВГнг-LS (4x120)	260	ВА04-35Про	250	50

Вводы по разделу семь

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

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		77

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 8.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

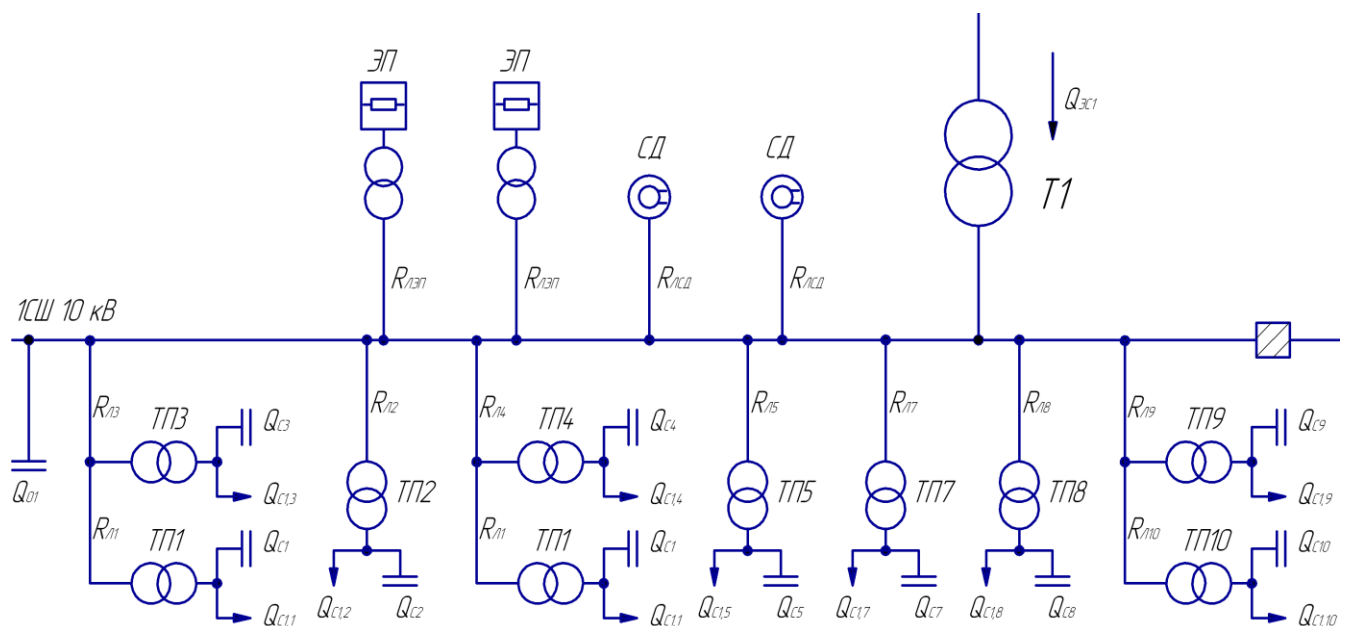


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле (8.1):

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (8.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

$$R_T = \frac{10800 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,08 \text{ Ом.}$$

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

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

78

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле (8.2):

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (8.2)$$

$$R_{л1} = 0,41 \cdot 0,402 = 0,03 \text{ Ом.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (8.1) – (8.2), результаты сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВА	Q_{i1} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	1000	265	41	1,08	0,03
ТП-2	2500	971	82	0,45	0,09
ТП-3	630	180	26	1,91	0,16
ТП-4	1600	718	69	0,68	0,07
ТП-5	2500	893	88	0,45	0,01
ТП-7	160	37	7	11,33	0,13
ТП-8	1000	388	51	1,08	0,05
ТП-9	1600	692	53	0,68	0,16
ТП-10	1600	692	53	0,68	0,03
ТП-11	1600	606	49	0,68	0,04
Итого		5444	519		

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;

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

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

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_0 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot 11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 1830 = 14396 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

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 [28].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 14396 \cdot 4 = 255849 \text{ руб/Мвар}.$$

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

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 14396 \cdot 2 = 127924 \text{ руб/Мвар}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – 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	0,32	0,17	4	3000	4,76	4,10

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.ми}} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (8.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}}. \quad (8.4)$$

$$Z_{2\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД.н.}i}^2}, \quad (8.5)$$

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

$$Q_{\text{СДі}} = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.СДі}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СДі}}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{э.СДі}} = \frac{R_{л.СДі}}{N_1} + \frac{Z_{2Г.СДі}}{a \cdot C_0}. \quad (8.7)$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.7) сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3

Наименование	$Q_{\text{СДмі}}$, Мвар	$Z_{1Г.СДі}$, руб/Мвар	$Z_{2Г.СДі}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СДі}}$, Ом	$Q_{\text{сді}}$, Мвар
СД	0,84	403096	510595	3,58	0 (-0,27)
Итого	0,84				0

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 8.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э1}} = r_1 = R_{л2} + R_{т2}.$$

$$R_{\text{э2}} = r_1 = 0,09 + 0,45 = 0,54 \text{ Ом.}$$

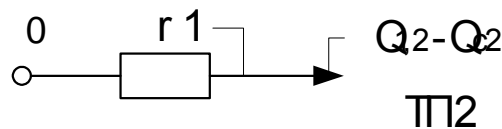


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-3 и ТП-1, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}.$$

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{1,91} + \frac{1}{0,03 + 1,08} = 1,42.$$

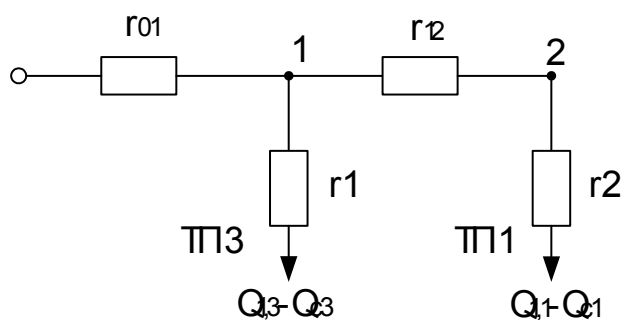


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}} \right) r_1,$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}} \right) \cdot r_{12} + r_2,$$

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{0,16}{0,70} \right) \cdot 1,91 = 2,36 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{0,16}{0,70} \right) \cdot 0,03 + 1,08 = 1,37 \text{ Ом.}$$

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

$$Q_{\text{с}i} = Q_{\text{л}i} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{z}{R_{\text{э}i}},$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}.$$

$$z = \frac{127924 - 255849}{2 \cdot 10 \cdot 14396} = -0,444 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

$$Q_{\text{с}1} = 0,265 + 0,041 - \frac{0,444}{1,37} = -0,018 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.8) мощностей $Q_{\text{с}i}$ остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.4. Если $Q_{\text{с}} < 0$ Мвар, то принимаем $Q_{\text{с}} = 0$ Мвар, так как $Q_{\text{с}}$ является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	R _{yi} , Ом	Q _{ci} , Мвар		Q _{квi} , квар	Q _{квi} + Q _{ci} , квар	Тип принятой стандартной БК [29]	Q _{нi} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	1,37	-0,018	0,000	356	356	КРМ-0,4-350-50 У3	350
ТП-2	0,54	0,238	0,238	0	238	КРМ-0,4-250-25 У3	250
ТП-3	2,36	0,019	0,019	153	172	КРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-4	0,79	0,223	0,223	36	259	КРМ-0,4-250-50 У3	250
ТП-5	0,46	0,011	0,011	0	11	-	-
ТП-7	11,46	0,006	0,006	27	32	КРМ-0,4-30-5 У3	30
ТП-8	1,13	0,047	0,047	269	316	КРМ-0,4-300-50 У3	300
ТП-9	0,99	0,294	0,294	0	294	КРМ-0,4-300-50 У3	300
ТП-10	1,03	0,315	0,315	0	315	КРМ-0,4-300-50 У3	300
ТП-11	0,83	0,119	0,119	0	119	КРМ-0,4-125-25 У3	125
Итого	-	-	1,216	842	2058	-	2080

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 выбирается как наименьшая из рассматриваемых

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

где tgφ_{норм} – нормируемый tgφ для данного уровня напряжения;

$$Q_{эс} = 20621 \cdot 0,5 = 10311 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

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

$$Q_{p.п} = 0,9 \cdot 11570 + 2789 + 1636 + 565 = 14961 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

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

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{10311}{20621} = 0,50.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_{01} = \frac{14961}{2} - 2080 - \frac{0}{2} - \frac{10311}{2} = 245 \text{ квар.}$$

Поэтому принимаем ВБК типа КРМ-10,5-300-150.

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

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{0,5 \cdot Q_{\text{р.п}} - \sum_{i=1}^m Q_{\text{ст.н.и}} - 0,5 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{\text{сд.и}} - Q_{\text{ст.в.и}}}{0,5 \cdot P_{\text{р}}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{0,5 \cdot 14961 - 2080 - 0,5 \cdot 0 - 300}{0,5 \cdot 20621} = 0,49.$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\operatorname{tg}\varphi_{\text{р}} = 0,49$ от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg}\varphi_{\text{эс}} = 0,50$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

84

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 9.1.

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 9.1 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{п.э}}{X_c + X_{п.э}},$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

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

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

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{п.э} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_б^2},$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$U_б$ – базисное напряжение, кВ;

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

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

85

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.

$$S_n = \frac{320 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,90} = 2092 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{9134^2 + 2092 + 13270^2} = 17872 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{17,872 \cdot 10,5^2} = 56,0.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = 10,5 \cdot \frac{56,0}{6,89 + 56,0} = 9,35 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [30]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\% .$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,66}{10,5} \cdot 100\% = 8,0 < 20\% .$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу девять

Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

10.1 Защита релейная трансформатора ЭТПК-2000/10

Согласно ПУЭ для трансформаторов электропечных установок предусматривают следующие виды защит:

- токовую защиту без выдержки времени от многофазных коротких замыканий;
- токовую защиту от перегрузок;
- защиту от изменения давления масла в баке трансформатора;
- температурную защиту;
- защиту от однофазных замыканий на землю.

10.1.1 Мгновенная токовая защита

Мгновенная токовая защита от многофазных коротких замыканий с действием на отключение в двухрелейном исполнении устанавливается со стороны питания. Защита охватывает питающую линию и электропечной трансформатор.

Уставка по току срабатывания выбирается из условия отстройки от максимального рабочего тока (10.1)

$$I_{с.мгн} = K_{отс} \cdot I_{max.раб} \quad (10.1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{max.раб}$ – максимальный рабочий ток печи.

Определим максимальный рабочий ток трансформатора руднотермической печи (10.2)

$$I_{max.раб} = \frac{S_{п.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \quad (10.2)$$

$$I_{max.раб} = \frac{2000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 115,5 \text{ А.}$$

Тогда уставка мгновенной токовой защиты трансформатора печи равна

$$I_{с.мгн} = 2 \cdot 115,5 = 231,0 \text{ А.}$$

Мгновенная токовая защита должна быть чувствительна к двухфазным КЗ на выводах обмотки ВН и НН печного трансформатора

$$K_{ч}^{ВН} = \frac{I_{кз3}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 2,0.$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		87

$$K_{\text{ч}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{кз5}}^{(2)}}{I_{\text{с.МГН}}} \geq 1,5.$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{ВН}} = \frac{7,3 \cdot 10^3}{231,0} = 31,6 > 2,0.$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{НН}} = \frac{1,09 \cdot 10^3}{231,0} = 4,72 > 1,5.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Защита выполняется с помощью токового реле РСТ 11. По максимальному рабочему току печного трансформатора выбираем трансформатор тока типа: ТЛК-10-300-0,5/10Р: $I_{1\text{н}} = 300 \text{ А}$, $I_{2\text{н}} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока (10.3):

$$k_{\text{I}} = \frac{I_{1\text{н}}}{I_{2\text{н}}}. \quad (10.3)$$

$$k_{\text{I}} = \frac{300}{5} = 60.$$

Трансформаторы тока включены по схеме полной звезды, тогда коэффициент схемы равен $k_{\text{сх}} = 1$.

Ток срабатывания реле (10.4)

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{I}}} \cdot I_{\text{сз}}. \quad (10.4)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{60} \cdot 231 = 3,85 \text{ А}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\text{ср}} = 1,5 \div 6 \text{ А}$.

Определим сумму уставок (10.5):

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{min}}} - 1. \quad (10.5)$$

$$\Sigma \Theta = \frac{3,85}{1,5} - 1 = 1,6.$$

Принимаем сумму уставок

$$\Sigma \Theta = 1,6.$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

Найдем ток уставки реле (10.6)

$$I_{уст} = 1 + \Sigma \Theta \cdot I_{min} . \quad (10.6)$$

$$I_{уст} = 1 + 1,6 \cdot 1,5 = 3,9 \text{ А.}$$

10.1.2 Защита от перегруза

Токовая защита от перегрузок включается через ранее выбранные трансформаторы тока, установленные со стороны питания. Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защита от перегрузок должна иметь трехфазное исполнение. Защита выполняется с действием на сигнал.

Защита выполняется с помощью токового реле РСТ-11 с коэффициентом возврата $K_B=0,9$.

Определим ток срабатывания защиты, который отстраивается от максимального рабочего тока на ВН трансформатора (10.7):

$$I_{сз} = \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{п.т.ВН} , \quad (10.7)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{сз} = \frac{1,5}{0,9} \cdot 231,0 = 385 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле(10.8):

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_I} \cdot I_{сз} . \quad (10.8)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{60} \cdot 385 = 6,4 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = 5 \div 20 \text{ А}$.

Определим сумму уставок (10.9):

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{ср}}{I_{min}} - 1 . \quad (10.9)$$

$$\Sigma \Theta = \frac{6,4}{5} - 1 = 0,3 \text{ А.}$$

Принимаем сумму уставок

$$\Sigma\Theta = 0,2 + 0,1 = 0,3.$$

Найдем ток уставки реле (10.10):

$$I_{уст} = 1 + \Sigma\Theta \cdot I_{min}. \quad (10.10)$$

$$I_{уст} = 1 + 0,3 \cdot 5 = 6,5 \text{ А.}$$

Выдержка времени должна обеспечивать отстройку этой защиты от длительности протекания токов эксплуатационных КЗ (определяется временем подъема электродов) и принимается $t_{c.п} = 10$ с. Используем реле времени РСВ-01.

10.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Выбираем реле РТЗ 51, ток срабатывания которого находится в пределах $0,02 \div 0,12$ А. Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10.

Для кабеля марки АПвП-10 (3x70) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,578$ А / км. Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{0l} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км.

$$I_{0l} = 1,578 \cdot 0,202 = 0,319 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{0l},$$

где $k_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$k_{н.с} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,319 = 0,957 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_q = \frac{I_{c.\Sigma}}{I_{c.сз}} \geq 1,5.$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия (10.11):

$$I_{c.\Sigma} = I_{c.кл.\Sigma} + I_{c.дв\Sigma} \quad (10.11)$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия (10.12):

$$I_{c.кл.\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл\Sigma}}{10}, \quad (10.12)$$

где $L_{кл\Sigma}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{c.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 5,7}{10} = 5,7 \text{ А.}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя (10.13):

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}, \quad (10.13)$$

$$C_{сд} = \frac{0,0187 \cdot 0,32 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,95 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 1,4 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{c.дв} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.ф.}$$

$$I_{c.сд} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 1,4 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,008 \text{ А.}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия (10.14):

$$I_{c.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{c.сд.i} \quad (10.14)$$

$$I_{c.дв\Sigma} = 0,008 \cdot 4 = 0,032 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{c.\Sigma} = 5,700 + 0,032 = 5,732 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{ч} = \frac{5,732}{0,957} = 5,99 \geq 1,5.$$

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

10.1.4 Защита от изменения давления масла в баке трансформатора

Для нормально функционирования защиты от изменения давления масла в баке трансформатора, необходимо, чтобы бак трансформатора был закрыт герметично, имел азотную подушку, а также избыточное давление над окружающей средой.

Защита работает в двух положениях.

При увеличении давления, обусловленного нагревом и разложением масла, вызванным межвитковыми короткими замыканиями, защита срабатывает на отключение печного трансформатора.

Если давление в баке уравнилось с давлением окружающей среды, это означает разгерметизацию корпуса, и защита сработает на отключение печного трансформатора.

10.1.5 Температурная защита

Температурная защита представляет собой электрическую термопару и измеряет температуру масла.

Защита имеет две уставки.

Уставка, настроенная на температуру равную 75°C , работает на сигнал, который подается на диспетчерский пульт оператора управления.

Уставка, настроенная на температуру равную 95°C , работает на отключение печного трансформатора.

Выводы по разделу десять

В данном разделе произведен расчет устройств релейной защиты и автоматики на примере защиты трансформатора типа ЭТМПК-2000/10.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 Построение дерева целей проекта

Дерево целей представляет собой структурную модель (рисунок 13.1), показывающую соподчинённость и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

Цели определяются в логической схеме: «идеальное видение» будущего состояния предприятия – иерархия целей проекта (по уровням системы управления с отражением специфики систем электроснабжения, измеримости по масштабам и срокам) – планы подразделений энергохозяйства.



Рисунок 11.1 - Дерево целей проекта

Таблица 11.1 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель	Кол-во исполн.	Продолжительность этапа, мес.												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Создание проекта освещения	Сторонняя организация	2	■	■											
Расчет экономической эффективности проекта освещения	Инженер ОГЭ	1	■												
Разработка технического задания на проект освещения	Инженер ОГЭ	1	■												
Сбор сведений о проектно-монтажных организациях	Маркетолог	1			■										
Проведение тендера на проект-монтаж освещения	ОГЭ Ген. Директор	5				■									
Оформление технической документации на проект освещения	Инженер ОГЭ сторонняя организация	2					■	■	■						
Согласование технической документации на проект освещения	Главный энергетик	1					■	■	■	■					
Монтаж освещения	Сторонняя организация	6							■	■	■				
Подбор квалифицированных специалистов	ОГЭ ОРП	2										■			
Настройка и наладка оборудования	Сторонняя организация	2												■	
Ввод в эксплуатацию проекта освещения	ОГЭ	2													■

Соотношение влияний движущих сил реализации целей проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, показано на схеме поля сил (рисунок 11.4).

«Мощность» сил показана разной шириной стрелок (как сильные, средние, слабые).

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Защита людей от опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического и атмосферного (грозового) электричества обеспечивается с помощью организационных, технических мероприятий, а также с помощью специальных средств защиты.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, сверхнизкое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Электробезопасность должна обеспечиваться: конструкцией электроустановок; техническими способами и средствами защиты; организационными и техническими мероприятиями. Технические способы и средства защиты, обеспечивающие электробезопасность, должны устанавливаться с учетом: номинального напряжения, рода и частоты тока электроустановки; способа электроснабжения; режима нейтрали источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль); вида исполнения (стационарные, передвижные); условий внешней среды; возможности снтия напряжения с токоведущих частей; характера возможного прикосновения человека к элементам цепи тока; возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия: назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ; оформление наряда или распоряжения на производство работ; осуществление допуска к проведению работ; организация надзора над проведением работ; оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места; установление рациональных режимов труда и отдыха.

12.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

Местоположение ГПП выбирается с учетом требований ПУЭ и розы ветров района (конструктивный чертеж ОРУ-110/10).

Оборудование ОРУ-110/10 расположено таким образом, чтобы обеспечивались возможности выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий.

Территория ГПП ограждается бетонным забором высотой 3м, согласно п.4.2.41 [9].

Приняты в проекте изоляционные расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ-110/10 [9] указаны в таблице 12.1

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до элементов ОРУ-110/10

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2м	900
Между проводами разных фаз	2500
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 3м, до габаритов транспортируемого оборудования	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов	3600
Между токоведущими частями в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи или неотключенной ругой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном состоянии до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	1100

Для обеспечения безопасности работ на ОРУ-110кВ устанавливаются разъединители. На напряжение 110кВ приняты к установке элегазовые выключатели. От неверных операций коммутационными аппаратами предусмотрена электромагнитная и механическая блокировка между основными и заземляющими ножами разъединителя, которая не позволяет включить заземляющие ножи при включенных главных ножах. Наличие заземляющих ножей исключает применение переносных заземлителей, что повышает безопасность и снижает аварийность

ЗРУ – 10кВ выполняется с двухсторонним расположением ячеек КРУ. ЗРУ также комплектуется вакуумными выключателями. Ячейки имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включенном выключателе. ЗРУ располагается в отдельном здании, имеет два выхода, расположенных с противоположных торцов здания. Двери ЗРУ имеют самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны РУ.

Шины ГПП окрашиваются в желтый, зеленый и красный цвета (соответственно фазам А,В и С). Все кабели ГПП в местах присоединения имеют таблички с адресом, маркой и сечением.

Для обеспечения сохранности оборудования при авариях и пожарах, под силовыми трансформаторами выполняются маслоприемниками с бортовым

ограждением заполненные гравием. Маслоприемники соединяются с маслосборником, выполненным в виде подземного резервуара при помощи трубопровода (конструктивный чертеж ОРУ-110/10).

12.2 Индивидуальные средства защиты

Согласно [34], при работе в электроустановках должны применяться средства защиты от поражения электрическим током.

Нормы комплектования ГПП защитными средствами, согласно [35] представлены в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током

Наименование	Ед.изм.	Количество		
		До 1 кВ	10кВ	110кВ
Изолирующие клещи	шт.	1	1	
Диэлектрические перчатки	пара	2	Не менее 2	Не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	Поместным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	2
Переносные заземления	шт.	По местным условиям	Не менее 2шт.	Не менее 2шт.
Штанга изолирующая	шт.	2	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2	2
Диэлектрические боты	пара		1	1
Временные ограждения	шт.		Не менее 2	Не менее 2
Предупредительные плаката	шт.		По местным условиям	По местным условиям
Противогаз	шт.		2	2
Каска	шт.	Не менее 2	Не менее 2	Не менее 2

Также на ГПП предусмотрены специальные плакаты, служащие для предупреждения об опасности приближения к частям, находящимся под напряжением, основными из которых являются: «Осторожно! Электрическое напряжение», «Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет!», «Работать здесь», «Работа под напряжением. Повторно не включать!», «Испытание. Опасно для жизни».

12.3 Контроль изоляции в сети 10кВ

Контроль изоляции в сети 10кВ производится по показаниям вольтметров и реле, присоединенных к трансформатору напряжения. С использованием трансформаторов тока нулевой последовательности, установленных на отходящих линиях в ячейках КРУ, выполнена защита от ОЗЗ с действием на сигнал (рисунок 12.1). Неселективная сигнализация ОЗЗ состоит из реле максимального напряжения, подключенного к вторичной обмотке трехфазного трансформатора напряжения, соединенной по схеме «разомкнутого треугольника»

Реле имеет уставку по напряжению, равную $0,3U_{\phi}$. В нормальном режиме работы напряжение нейтрали не превышает $15\% U_{\phi}$, что составляет не более 15В на зажимах указанной вторичной обмотки. При возникновении ОЗЗ напряжение в нейтрали возрастет до фазного значения, а на зажимах вторичной обмотки – до 100В. При этом реле срабатывает и включает сигнализацию (световую или звуковую) о появлении ОЗЗ в электрической цепи. Такой комплект является общим для одной секции сборных шин.

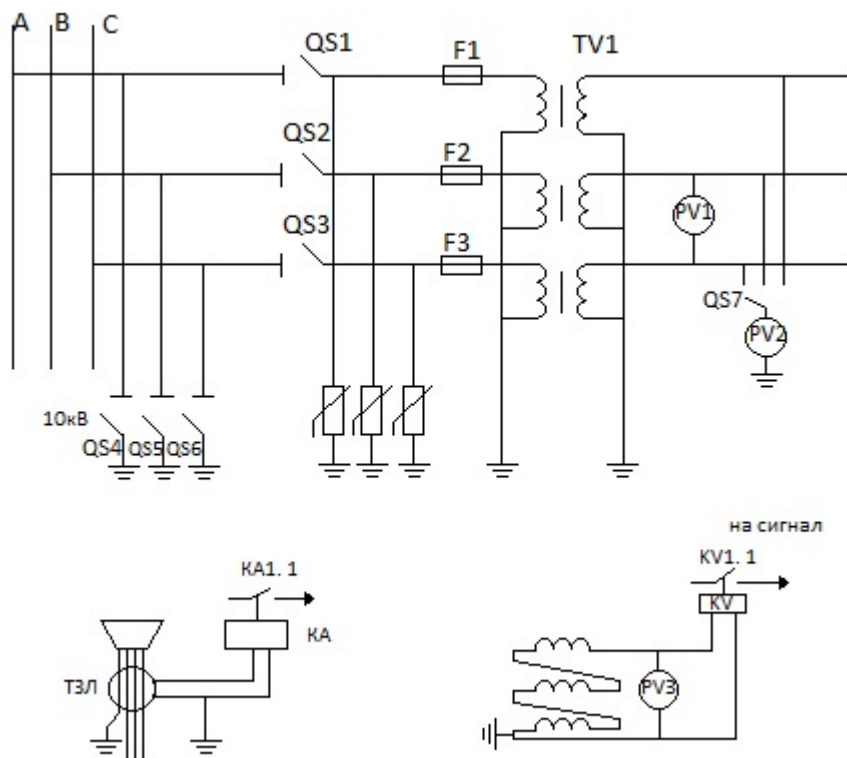


Рисунок 12.1 – Схема контроля изоляции и защиты от ОЗЗ в сети 10 кВ

12.4 Пожарная безопасность

На территории ОРУ – 110 кВ устанавливаются элегазовые выключатели, поэтому ОРУ-110 кВ относится к категории В4 [36]. Конструкция ОРУ выполняется из несгораемых материалов (железобетон, металл).

Выхлопные трубы силовых трансформаторов направляются таким образом, чтобы избежать попадания выбросов на электрооборудование и сооружения.

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

13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ

Лист

101

По степени пожарной опасности ЗРУ-10кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [36], так как в ЗРУ – 10кВ устанавливаются вакуумные выключатели. Здание ЗРУ выполнено из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе несгораемых со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельных траншеях.

Для локализации очагов пожара на ГПП имеются следующие первичные средства пожаротушения [36]:

1 ОРУ – 110 кВ

- пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1 шт; комплект резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1шт; огнетушитель ОП-8 – 1 шт).

- ящик с песком у каждого трансформатора.

2 ЗРУ – 10 кВ:

- ящик с песком;

- пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями.

Согласно [37]:

- маслоприемные устройства под трансформаторами, соержатся в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;

- в пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка содержится в чистом состоянии и не реже одного раза в год промывается;

- вводы кабельных линий в шкафы управления защиты и автоматики, а также в разветвительные коробки на трансформаторах тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом;

- трансформаторы ГПП оборудованы стационарной установкой пожаротушения, система трубопроводов этой установки и запорная арматура окрашивается в красный цвет;

- при возникновении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен, персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения, и вызвать пожарную охрану.

Выводы по разделу двенадцать

На основе данного раздела выполнен конструктивный чертеж главной понизительной подстанции завода транспортных трансмиссий, разработанный в соответствии со всеми требованиями и нормами правил устройства электроустановок и пожарной безопасности, с целью удобного и безопасного эксплуатационного обслуживания.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком дипломного проекта был произведён анализ литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов завода транспортных трансмиссий, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения оценивался по формуле Стилла, расчет показал, что оптимальным напряжением для внешнего электроснабжения является 110 кВ.

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 АПвП-10 сечением 50, 70, 95, 120 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 данном проекте рассматриваются вопросы выбора и расчета устройств релейной защиты элементов распределительной сети электрической энергии промышленного предприятия. При этом основными требованиями, которые предъявляются к выбираемым защитам, являются быстрдействие, селективность, чувствительность и надежность.

Произведен расчет уставок защит: первичного и вторичного тока или напряжения срабатывания, определено время срабатывания защит, имеющих выдержку времени.

Для заданных элементов сети приведена полная схема защиты и составлена спецификация на выбранную аппаратуру.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения завода транспортных трансмиссий, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 2 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 3 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 4 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 5 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 6 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 7 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 9 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35Ш-25/630-1600УХЛ1. – http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf.
- 10 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.
- 11 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf.
- 12 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.
- 13 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1. – <http://www.ues.su/catalog/item211/>.
- 14 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf.
- 15 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 16 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2015 г. №66/10 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112>.
- 17 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>

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

37 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36с.

					13.03.02.2017.651.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106