

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»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент

(подпись, место для печати)

«__» _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

(подпись) И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2017 г.

Электроснабжение тракторного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.146.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

И.П. Титов

«__» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

Н.Ю. Аверина

«__» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.э.н., доцент

Е.Ж. Васильев

«__» _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-573

П.Д. Вешкин

«__» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

В.Ф. Бухтояров

«__» _____ 2017 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

Н.Ю. Аверина

«__» _____ 2017 г.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	19.03.17 – 20.03.17	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	20.03.17 – 24.03.17	
3 Расчёт электрических нагрузок	24.03.17 – 27.03.17	
4 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	27.03.17 – 30.03.17	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	30.03.17 – 03.04.17	
6 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения	03.04.17 – 06.04.17	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий	06.04.17 – 08.04.17	
8 Расчет токов короткого замыкания	08.04.17 – 10.04.17	
9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	10.04.17 – 13.04.17	
10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	13.04.17 – 16.04.17	
11 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	16.04.17 – 20.04.17	
12 Релейная защита трансформатора	20.04.17 – 27.04.17	
13 Экономическая часть	27.04.17 – 05.05.17	
14 Безопасность жизнедеятельности	05.05.17 – 09.05.17	
15 Заключение	09.05.17 – 10.05.17	
16 Библиографический список	10.05.17 – 11.05.17	
17 Оформление пояснительной записки	11.05.17 – 17.05.17	
18 Оформление графической части	17.05.17 – 23.05.17	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

П.Д. Вешкин

АННОТАЦИЯ

Вешкин П.Д. Электроснабжение тракторного завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2017, 139 с, 22 ил., 28 табл., библиогр. список 47 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Целью данной работы является составление проекта электроснабжения тракторного завода.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 110 кВ и схема внутриводского 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 завода.

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения, вопросы безопасности жизнедеятельности и вопросы экономики и управления предприятием.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ						
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение тракторного завода			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Вешкин			В				К	Р	3	139
Пров.	Аверина			ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ							
Реценз.											
Н. контр.	Аверина										
Утв.	Кирпичникова										

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Краткое описание объекта электроснабжения.....	7
Технический паспорт проекта	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
Выводы по разделу один.....	13
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	14
2.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху	14
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	19
2.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок	23
Выводы по разделу два	26
3 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	27
3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	27
3.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....	27
Выводы по разделу три	31
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	33
Выводы по разделу четыре	36
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	36
5.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	39
5.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	40
5.3 Расчет токов короткого замыкания	41
5.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	43
5.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	46
5.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения.....	48
Выводы по разделу пять	49
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	50
6.1 Выбор напряжения	50
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия....	50
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	51
6.4 Расчет питающих линий.....	51
Выводы по разделу шесть	53
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	55
Выводы по разделу семь	65

8	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	66
8.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	66
8.2	Выбор выключателей КРУ	66
8.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	67
8.4	Выбор трансформаторов напряжения	69
8.5	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП	71
8.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	72
8.7	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	72
8.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	74
8.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП	75
	Выводы по разделу восемь	75
9	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	76
	Выводы по разделу девять	82
10	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	83
10.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	83
10.2	Расчет колебаний напряжения	88
10.3	Расчет несимметрии напряжения	88
10.4	Провалы напряжения при пуске двигателей	90
	Выводы по разделу десять	91
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА	92
11.1	Дифференциальная защита	92
11.2	Защита от перегруза на НН	99
11.3	МТЗ с выдержкой времени на НН	100
11.4	МТЗ с выдержкой времени на НН	102
11.5	Газовая защита	104
11.6	Защита перегрева	104
	Выводы по разделу одиннадцать	105
12	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	106
12.1	Построение дерева целей проекта	106
12.2	Качественный анализ вариантов технических решений	106
12.3	Планирование мероприятий по реализации целей проекта	107
12.4	Объемы продукции и услуг по обеспечению основного производства	109
12.5	Планирование труда и заработной платы	110
12.5.1	Планирование использования рабочего времени	110
12.5.2	Планирование численности рабочих энергохозяйства	111
12.5.3	Планирование численности персонала управления энергохозяйством	115

12.6	Планирование фонда заработной платы рабочих	116
12.7	Планирование фонда заработной платы персонала управления...	118
12.8	Планирование производительности труда	118
12.9	Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание ..	119
	Выводы по разделу двенадцать	120
13	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	121
13.1	Общая характеристика объекта	121
13.2	Обеспечение электробезопасности на ГПП	122
13.2.1	Защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ в электроустановках	122
13.2.2	Способы защиты от поражения электрическим током	123
13.2.3	Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ	124
13.2.4	Защитное заземление	125
13.3	Молниезащита ГПП.....	130
13.4	Освещение главной понизительной подстанции	133
13.5	Требования безопасности в АКБ	134
13.6	Пожарная безопасность	134
	Выводы по разделу тринадцать	135
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	136
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	137

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии [1]. 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.

Краткое описание объекта электроснабжения

Производственный потенциал тракторного завода обеспечивает полный технологический цикл создания инженерных машин: от заготовки до сборки и испытания. На предприятии широко используются современные технологии: термообработка в среде инертных газов, листогибка, механообработка на станках с ЧПУ, роботизированная сварка, плазменная, лазерная резка металла.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

На тракторном заводе в зависимости от назначения и выпускаемой продукции можно выделить три группы цехов:

1 Основные – цеха перерабатывающие сырье и полуфабрикаты в готовую продукцию, для производства которой предназначено данное предприятие: механосборочный цех, автоцех, литейный цех, гусеничный цех, сборно-сварочный цех, цех резинотехнических изделий;

2 Подсобные – цеха, изготавливающие основные и вспомогательные материалы или осуществляющие их подготовку для переработки в основных цехах предприятия: термический цех, прессовый цех, цех механической обработки;

3 Вспомогательные – цеха, обеспечивающие нормальную работу всех цехов и хозяйств предприятия. Это – цеха энергетические (компрессорная станция), ремонтные (по изготовлению запасных частей и сменного оборудования, а также по осуществлению ремонтов), транспортные (по осуществлению внутризаводских перевозок), цех контрольно-измерительных приборов и автоматики. В составе завода, помимо цехов, имеются различные обслуживающие хозяйства и подсобные службы.

В целом по надежности электроснабжения предприятие можно отнести ко II категории, так как технологические цеха допускают перерыв в электроснабжении на время оперативных переключений.

Электроприемники завода питаются на переменном токе промышленной частоты, преимущественно все они трехфазные. Помимо низковольтной нагрузки 0,4 кВ, на предприятии широко представлено оборудование 10 кВ: 8 индукционных печей мощностью 2500 кВт, 6 дуговых сталеплавильных печей мощностью 3500 кВт, а также 10 синхронных двигателей – 1250 кВт. Тракторный завод, электроснабжение которого необходимо спроектировать, по своей расчетной нагрузке относится к категории средних предприятий.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 37130 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 53500 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 33718 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,80$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,48$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-95/16.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 12,3 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-40000/110/10/10.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 400, 630, 1000, 1600 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4960 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 70, 95, 150, 185, 240 мм².

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

С начала 1980-х годов произошел качественный скачок в технологии высоковольтных коммутационных аппаратов: на смену масляным и воздушным пришли выключатели с использованием в качестве изоляционной и дугогасительной среды вакуума или газообразной шестифтористой серы – элегаза [2].

Элегазовые выключатели высокого напряжения работают за счет изоляции фаз друг от друга посредством элегаза. Когда срабатывает сигнал о том, что нужно отключить электрооборудование, контакты отдельных камер (если устройство колонковое) размыкаются. Таким образом, встроенные контакты образуют дугу, которая помещена в газовую среду. Она разлагает газ на отдельные компоненты, но при этом и сама снижается из-за высокого давления в емкости. Если система установлена на низком давлении, то используются дополнительные компрессоры для нагнетания давления и создания газового дутья. Для выравнивания тока дополнительно используется шунтирование.

В моделях бакового типа контроль выполняется приводами и трансформаторами. Приводной механизм для этой установки является регулятором: он необходим для включения, выключения электрической энергии и удержания дуги (при необходимости) на определенном уровне. Приводы бывают: пружинные и пружинно-гидравлические.

Пружинный имеет очень простой принцип действия и высокий уровень надежности. В нем вся работа выполняется только за счет механических деталей. Пружина зажимается и фиксируется на определенном уровне, а при изменении положения контрольного рычага она разжимается. Современные пружинно-гидравлические приводы помимо пружины дополнительно оснащены гидравлической системой управления. Они считаются более эффективными, так как пружинные механизмы могут сами поменять положение фиксатора.

К достоинства элегазовых выключателей можно отнести:

- Универсальность. Данные выключатели используются для контроля сетей с любым напряжением;
- Быстрота действия. Реакции элегаза на наличие электрической дуги происходят за доли секунды, это позволяет обеспечить быстрое аварийное отключение подконтрольной системы;
- Подходят для эксплуатации в условиях пожароопасности и вибрации;
- Долговечность. Контакты, соприкасающиеся с элегазом, практически не изнашиваются, газовые смеси не нуждаются в замене, а у наружной оболочки высокие показатели защиты;
- Подходят для отключения переменного и постоянного тока высокого напряжения, в то время, как их аналоги – вакуумные модели не могут использоваться на высоковольтных сетях.

Но, рассматриваемые выключатели имеют определенные недостатки:

- Высокая цена, обусловленная сложностью производства и дороговизной элегазовой смеси;

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

- Монтаж осуществляется только на фундамент или специальный электрощит, причем, для этого нужна специальная инструкция и опыт;
- Выключатели не работают при низких температурах;
- При необходимом обслуживании должно использоваться специальное оборудование.

Элегазовые выключатели в технически развитых странах вытесняют все другие типы аппаратов. Интенсивное внедрение элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе.

Ведущие зарубежные фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией и элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств на классы напряжения 110 кВ и выше. Уровень разработок элегазового оборудования в России приближается к лучшим мировым образцам, особенно тех, которые выполнены в рамках международных проектов: ВЭИ – Корейский электротехнологический институт (Республика Корея); ВЭИ – «Кромптон Гривз» (Индия); НИИВА-«Хендэ» (Республика Корея); ВЭИ – «Самсунг» (Республика Корея). Высокий научный потенциал, длительный опыт успешной работы в области элегазовой аппаратуры позволяют создавать современное высокоэффективное коммутационное оборудование.

В то же время следует обратить внимание и на отставание РФ от ведущих в техническом отношении стран в освоении производства элегазовой аппаратуры, что вызвано прежде всего общим спадом производства и замедленным темпом развития энергосистем за прошедшие 20 лет. Поэтому важнейшими задачами развития элегазовой аппаратуры в России с учетом основных мировых тенденций являются:

- ликвидация отставания в обеспечении энергетических систем современным коммутационным оборудованием при одновременном улучшении массогабаритных характеристик аппаратов, снижении их стоимости, повышении надежности;
- разработка цифровых систем управления, диагностики и мониторинга аппаратов;
- разработка систем и методов прогнозирования срока службы коммутационного оборудования;
- разработка выключателей с синхронным включением.

В последние 20 лет в мире не вводилось в эксплуатацию практически никаких других выключателей на напряжение 63 кВ и выше, кроме элегазовых. Если анализировать состав выключателей с возрастом от 10 до 20 лет, то среди них явно преобладают элегазовые (кроме элегазовых, в последнее десятилетие было введено еще примерно 30% маломасляных выключателей). И только среди выключателей с возрастом от 20 до 30 лет элегазовых меньше, чем маломасляных и воздушных, но больше чем баковых масляных. Распределение по типам выключателей в России не соответствует наблюдаемым в мире тенденциям. Так, среди выключателей на напряжение 110 кВ и выше преобладают баковые масляные выключатели, а число элегазовых составляет менее 1%.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

Распределение выключателей в энергосистемах России по типам очень похоже на вид распределения в мире выключателей с возрастом более 30 лет. Можно сделать вывод, что по степени оснащённости современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела очень давно.

Элегазовые коммутационные аппараты нового поколения созданы всеми ведущими фирмами, в том числе ВЭИ (КРУЭ-170 кВ совместно с фирмой «Самсунг») и Научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (С.Петербург). На «Уралэлектротяжмаш» освоено производство современных элегазовых выключателей бакового типа с пружинным приводом на напряжение 110-220 кВ.

В настоящее время продолжают работы по совершенствованию элегазовых выключателей, а именно: применяется комбинация автопневматического способа гашения и, получившего в настоящие годы широкое распространение, способа автогенерации давления в элегазовых выключателях.

Сравнение технических характеристик отечественных и зарубежных элегазовых выключателей представим в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сравнение элегазовых выключателей 110 кВ

Технические параметры	ВЭБ-110-40/1250 У1 «Уралэлектротяжмаш» [3]	3AP1DT-145EK, «Siemens» [4]
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	до 3150	до 4000
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	40
Наибольший пиковый ток сквозного короткого замыкания, кА	102	102
Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	40	40
Ток термической стойкости	40	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3	3
Собственное время отключения, с	0,035	0,034
Полное время отключения, с	0,055	0,057
Собственное время включения, с	0,062	0,063
Механическая стойкость циклов В – пауза – О	10 000	10 000
Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха, °С	max+40 min-55	max+40 min-55
Стоимость, тыс.руб	6 790	9 370

Выводы по разделу один

Исходя из технических характеристик элегазовых выключателей, представленных в таблице 1.1, можно сделать вывод что все рассмотренные выключатели могли бы найти применение при проектировании системы внешнего электроснабжения предприятия, но если подходить к вопросу о выборе коммутационной аппаратуры с экономической точки зрения, то наиболее применимыми являются выключатели ВЭБ-110-40/1250 У1, производства «Уралэлектротяжмаш», посредством которых реализуется схема внешнего электроснабжения предприятия.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

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

2.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно заготовительное отделение. В данном отделении находится 21 электроприемник общей номинальной мощностью 254,8 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШП-1.

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

Далее для каждой группы однотипных электроприемников находим средние мощности

$$P_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (2.1)$$

$$Q_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

где n – число электроприемников;

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

В качестве примера приведем расчет по формулам (2.1) – (2.2) для группы электроприемников в составе 2 станков отрезных, получающих питание от ШП-1

$$P_{cp} = 0,12 \cdot 2 \cdot 12,9 = 3,1 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp} = 0,12 \cdot 2 \cdot 12,9 \cdot 1,73 = 5,4 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{номi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{номi}^2}, \quad (2.3)$$

где n – реальное число электроприёмников;

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

$$n_э = \frac{254,8^2}{4332} = 15.$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}, \quad (2.4)$$

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

$$K_{\text{иа}} = \frac{53,5}{254,8} = 0,21.$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}, \quad (2.5)$$

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

$$\text{tg}\varphi = \frac{67,3}{53,5} = 1,26.$$

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

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}, \quad (2.6)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (2.7)$$

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

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

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{\text{рр}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}}. \quad (2.8)$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (2.6) – (2.8) составят

$$P_p = 1,24 \cdot 53,5 = 66,4 \text{ кВт.}$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{15}} = 1,04.$$

$$Q_p = 1,04 \cdot 53,5 \cdot 1,26 = 70,2 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.9)$$

$$S_p = \sqrt{66,4^2 + 70,2^2} = 96,6 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.10)$$

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

$$I_p = \frac{96,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 146,7 \text{ А.}$$

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 2.1). 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 $k_{иа}$ и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [6].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(A0)}, \quad (2.11)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(A0)} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.12)$$

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

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

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

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

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

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по ремонтно-механическому цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P ² _{ном} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену									
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _c , кВт			Q _c , квар						
																	a	b	c	a	b	c				
Кузнечно-термическое отделение																										
ОЭП, подключенные на U _л :																										
28 Электродпечь сопротивления камерная	15	45	3	675	115			a	0,64	-0,05	73,6			0,60	0,90	0,48	44,2			-3,5						
29 То же	30	90	3	2700				b	0,36	0,53		41,4									24,8			36,6		
30 Электродпечь сопротивления шахтная	45	45	1	2025		90		b	0,64	-0,05		57,6									34,6			-2,7		
31 Электродпечь сопротивления протяжная	70	140	2	9800					c	0,36	0,53						32,4						19,4			28,6
							115		c	0,64	-0,05						73,6						44,2			-3,5
									a	0,36	0,53	41,4											24,8			36,6
Итого по ОЭП, подключенные на U _л		320	9	15200	115	90	115											69,0	59,4	63,6	33,1	33,9	25,2			
ОЭП, подключенные на U _ф :																										
32 Печь лудильная	2,8	8	3	24							2,8	2,8	2,8	0,60	0,95	0,33	1,7	1,7	1,7	0,6	0,6	0,6				
33 Электродпечь ванная	20	40	2	800							20,0		20,0	0,60	0,95	0,33	12,0	0,0	12,0	3,9	0,0	3,9				
Итого по ОЭП, подключенным на U _ф		48	5	824							22,8	2,8	22,8				13,7	1,7	13,7	4,5	0,6	4,5				
Всего по ОЭП:		368	14	16024	115	90	115				22,8	2,8	22,8	0,60	0,91	0,45	82,7	61,1	77,3	37,6	34,4	29,7				

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

$$P_{\text{срА}} = 0,60 \cdot 115,0 \cdot 0,64 + 0,60 \cdot 115,0 \cdot 0,36 + 0,6 \cdot 2,8 + 0,6 \cdot 20,0 = 82,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,6 \cdot 115 \cdot (-0,05) + 0,6 \cdot 115 \cdot 0,53 + 0,6 \cdot (2,8 + 20,0) \cdot 0,33 = 37,6 \text{ квар.}$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (2.13)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (2.14)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (2.15) – (2.16) получаем:

$$P_c = 3 \cdot 82,7 = 248,1 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 3 \cdot 37,6 = 112,8 \text{ квар.}$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(AB)} + P_{(AC)}) + P_{A0}} \quad (2.15)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{82,7}{\frac{1}{2}(115,0 + 115,0) + 22,8} = 0,60.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и tgφ по формулам (2.3) – (2.5) соответственно получаем

$$n_s = \frac{1041,8^2}{24281} = 44.$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{387,1}{1041,8} = 0,37.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{275,4}{387,1} = 0,71.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (2.17)$$

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		18

$$P_{p.ц} = 0,75 \cdot 387,1 = 290,3 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ц} = 0,75 \cdot 275,4 = 206,6 \text{ квар.}$$

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:

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (2.18)$$

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

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт/м^2 ;

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

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \text{tg}\varphi_{осв}, \quad (2.19)$$

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

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 3455 = 46,6 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.осв} = 46,6 \cdot 0,33 = 15,3 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (2.20)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(290,3 + 46,6)^2 + (206,6 + 15,3)^2} = 403,5 \text{ кВА.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (2.1) – (2.20) приведены в таблице 2.2.

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетную низковольтную нагрузку по предприятию найдём по выражениям:

$$P_{p.п} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^k K_{иаі} \cdot P_{номі}; \quad (2.21)$$

$$Q_{p.п} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^k K_{иаі} \cdot P_{номі} \cdot \text{tg}\varphi_i; \quad (2.22)$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		19

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Расчетные величины			Расчетные величины			Расчетная мощность			I _p , А			
По заданию технологов				Справочные данные			k _{иа} ·P _{ном} , кВт	k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{pp}		K _{ра} ·k _{иа} ·P _{ном} , кВт	K _{pp} ·k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	S _p , кВА
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{иа}	cosφ	tgφ										
		p _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Отрезной станок	2	12,9	25,8	0,12	0,50	1,73	3,1	5,4	333							
2 Токарно-револьверный станок	5	16,0	80,0	0,20	0,65	1,17	16,0	18,7	1280							
3 Механическая ножовка	1	2,8	2,8	0,12	0,45	1,98	0,3	0,7	8							
4 Отрезной станок с дисковой пилой	1	10,5	10,5	0,14	0,50	1,73	1,5	2,5	110							
5 Труборезочный станок	2	2,8	5,6	0,12	0,45	1,98	0,7	1,3	16							
6 Пресс двухкривошипный	2	28,0	56,0	0,20	0,65	1,17	11,2	13,1	1568							
7 Пресс винтовой фрикционный	1	10,0	10,0	0,20	0,65	1,17	2,0	2,3	100							
8 Гильотинные ножницы	2	20,0	40,0	0,14	0,50	1,73	5,6	9,7	800							
9 Кран-балка	2	5,3	10,6	0,35	0,50	1,73	3,7	6,4	56							
10 Вентилятор	3	4,5	13,5	0,70	0,80	0,75	9,5	7,1	61							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	21	2,8-28	254,8	0,21	0,62	1,26	53,5	67,3	4332	15	1,24	1,04	66,4	70,2	96,6	146,7
ШР-2																
11 Токарно-револьверный станок	3	15,7	47,1	0,14	0,50	1,73	6,6	11,4	739							
12 Токарно-винторезный станок	2	11,5	23,0	0,12	0,45	1,98	2,8	5,5	265							
13 То же	3	4,5	13,5	0,14	0,50	1,73	1,9	3,3	61							
14 То же	2	7,0	14,0	0,12	0,45	1,98	1,7	3,3	98							
15 Вертикально-фрезерный станок	3	4,5	13,6	0,18	0,65	1,17	2,4	2,9	62							
16 Горизонтально-фрезерный станок	1	9,0	9,0	0,20	0,65	1,17	1,8	2,1	81							
17 Копировально-фрезерный станок	3	10,0	30,0	0,18	0,65	1,17	5,4	6,3	300							
18 Вертикально-сверлильный станок	3	5,0	15,0	0,14	0,50	1,73	2,1	3,6	75							
19 Поперечно-строгальный станок	4	4,5	18,0	0,12	0,45	1,98	2,2	4,3	81							
20 Продольно-строгальный станок	2	20,0	40,0	0,14	0,50	1,73	5,6	9,7	800							
21 Универсально-шлифовальный станок	3	5,6	16,8	0,14	0,45	1,98	2,4	4,7	94							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	29	4,5-20	240,0	0,14	0,52	1,64	34,8	57,1	2655	22	1,36	1,04	47,3	59,1	75,7	115,0
ШР-3																
28-33 Однофазная нагрузка	14	2,8-70	368,4	0,60	0,91	0,45	248,1	112,8	16024							
22 Молот пневматический ковочный	3	10,0	30,0	0,24	0,65	1,17	7,2	8,4	300							
23 То же	1	20,0	20,0	0,24	0,65	1,17	4,8	5,6	400							
24 Пресс гидравлический	2	4,5	9,0	0,20	0,65	1,17	1,8	2,1	41							
25 Пресс эксцентриковый	4	10,0	40,0	0,20	0,65	1,17	8,0	9,4	400							
26 Пресс однокривошипный	5	10,0	50,0	0,18	0,65	1,17	9,0	10,5	500							
27 Вентилятор	3	7,0	21,0	0,80	1,00	0,00	16,8	0,0	147							
34 Шкаф электрический сушильный	2	1,1	2,2	0,80	1,00	0,00	1,8	0,0	2							
35 Таль электрическая	2	3,2	6,4	0,20	0,50	1,73	1,3	2,2	20							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	36	4,5-30	547,0	0,55	0,89	0,51	298,8	151,1	17834	17	1,00	1,04	298,8	157,2	337,6	513,0
Ремонтно-механический цех																
1 ШР-1	21	2,8-28	254,8	0,21	0,62	1,26	53,5	67,3	4332							

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 ШР-2	29	4,5-20	240,0	0,14	0,52	1,64	34,8	57,1	2655							
3 ШР-3	36	4,5-30	547,0	0,55	0,89	0,51	298,8	151,1	17834							
Всего силовой нагрузки по ремонтно-механическому цеху	86	2,8-70	1041,8	0,37	0,81	0,71	387,1	275,4	24821	44	0,75	0,75	290,3	206,6	356,3	541,3
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=3455 \text{ м}^2$			51,8	0,90	0,95	0,33							46,6	15,3	49,1	
Итого с учетом освещения	86	2,8-70	1093,6	0,37	0,81	0,71	387,1	275,4	24821	44	-	-	337,0	221,9	403,5	613,0

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

$K_{наi}$ – коэффициент использования нагрузки i -го цеха;

$P_{номi}$ – установленная мощность электроприемников 0,4 кВ i -го цеха, кВт.

С целью определения коэффициента расчетной нагрузки по активной мощности $K_{ра}$ найдем средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число электроприемников по нагрузке 0,4 кВ соответственно по выражениям

$$K_{на} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{наi} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^n P_{номi}},$$

$$N_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{номi}\right)^2}{\sum_{i=1}^n n_{эi} \cdot \left(\frac{P_{номi}}{n_{эi}}\right)^2},$$

где $n_{эi}$ – эффективное число электроприемников для i -того цеха.

$$K_{на} = \frac{0,34 \cdot 4500 + 0,70 \cdot 3600 + \dots + 0,37 \cdot 1042}{4500 + 3600 + \dots + 1042} = 0,46.$$

$$N_э = \frac{(4500 + 3600 + \dots + 1042)^2}{\left(83 \cdot \left(\frac{4500}{83}\right)^2 + 24 \cdot \left(\frac{3600}{24}\right)^2 + \dots + 44 \cdot \left(\frac{1042}{44}\right)^2\right)} = 550.$$

Тогда согласно [7, табл.2] коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности $K_{ра} = 0,73$.

Расчетная низковольтная нагрузка по предприятию согласно выражений (2.23) – (2.24) составит

$$P_{р.н} = 0,73 \cdot 17179 = 12541 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.н} = 0,73 \cdot 14966 = 10925 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка по предприятию в целом определяется по формулам:

$$P_{р.п} = K_{ом} \cdot \left(\sum_1^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{наi} \cdot p_{номi} \right) + P_{осв}; \quad (2.23)$$

$$Q_{р.п} = K_{ом} \cdot \left(\sum_1^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{наi} \cdot p_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \right) + Q_{осв}, \quad (2.24)$$

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

m_1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

N_1 – число высоковольтных ЭП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

$P_{осв}$, $Q_{осв}$ – осветительная нагрузка предприятия.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

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 по выражениям (2.21) – (2.24) представим в таблице 2.3.

2.3 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:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \quad (2.25)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.26)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.27)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (2.28)$$

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:

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

$$m = \frac{62}{3,14 \cdot 3^2} = 2,21 \text{ кВт/мм}^2.$$

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок по тракторному заводу

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц,2}$ м ²	$P_{уд осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв,2}$ кВт/м ²	$Q_{росв,}$ квар	$P_p + P_{росв,}$ кВт	$Q_p + Q_{росв,}$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Механо-сборочный цех		83	4500	0,34	0,70	1,02	1530	1561	0,70	1071	1093	2244	0,020	0,95	0,3	0,80	36	11	1107	1103	1563
2 Термический цех		24	3600	0,70	0,90	0,48	2520	1220	0,90	2268	1098	4554	0,015	0,95	0,3	0,80	55	16	2323	1115	2576
3 Административно-бытовой корпус		50	70	0,50	0,75	0,88	35	31	1,00	35	31	3234	0,010	0,95	0,3	0,85	27	8	62	39	74
4 Автоцех		43	1310	0,35	0,60	1,33	459	611	0,75	344	459	1972	0,020	0,95	0,3	0,80	32	9	375	468	600
5 Прессовый цех		120	6800	0,39	0,70	1,02	2652	2706	0,70	1856	1894	5610	0,015	0,95	0,3	0,90	76	23	1932	1917	2722
6 Сборочно-комплектовочный цех		68	4093	0,45	0,75	0,88	1842	1624	0,72	1326	1170	13970	0,020	0,95	0,3	0,90	251	75	1578	1245	2010
7 Цех механической обработки		91	1425	0,40	0,65	1,17	570	666	0,70	399	466	2720	0,015	0,95	0,3	0,80	33	10	432	476	643
8 Литейный цех		23	3500	0,70	0,90	0,48	2450	1187	0,90	2205	1068	1809	0,015	0,95	0,3	0,80	22	7	2227	1074	2472
9 Цех резинотехнических изделий		31	310	0,40	0,80	0,75	124	93	1,00	124	93	1377	0,015	0,95	0,3	0,80	17	5	141	98	171
10 Гусеничный цех		106	3600	0,50	0,75	0,88	1800	1587	0,75	1350	1191	2898	0,015	0,95	0,3	0,80	35	10	1385	1201	1833
11 Компрессорная		18	130	0,85	0,80	0,75	111	83	1,00	111	83	918	0,010	0,95	0,3	0,80	7	2	118	85	145
12 Инструментальный цех		75	4250	0,40	0,65	1,17	1700	1988	0,70	1190	1391	4242	0,015	0,95	0,3	0,90	57	17	1247	1408	1881
13 Сборно-сварочный цех		60	2500	0,40	0,60	1,33	1000	1333	0,70	700	933	3570	0,015	0,95	0,3	0,80	43	13	743	946	1203
14 РМЦ		44	1042	0,37	0,81	0,71	387	275	0,75	290	207	3455	0,015	0,95	0,3	0,90	47	15	337	222	404
Освещение территории												167827	0,001	0,95	0,3	1,00	168	50	168	50	175
Итого по нагрузке 0,4 кВ		550	37130	0,46	0,75	0,87	17179	14966	0,73	12541	10925						904	273	13445	11198	17497
Нагрузка 10 кВ																					
2 Термический цех																					
ИП	2500	8	20000	0,30	0,80	0,75	6000	4500	1,00	6000	4500										
8 Литейный цех																					
ДСП	3500	6	21000	0,45	0,75	0,88	9450	8334	1,00	9450	8334										
11 Компрессорная																					
СДН	1250	10	12500	0,80	0,90	-0,48	10000	-4843	1,00	10000	-4843										
Итого по нагрузке 10 кВ		24	53500	0,48	0,95	0,31	25450	7991		25450	7991								25450	7991	26675
Итого по предприятию			90630	0,47	0,88	0,54	42629	22957	0,85	32292	16079						904	273	33196	16351	37005

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [8]:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (2.29)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.30)$$

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

Результаты расчета по формулам (2.25) – (2.30) представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{р.н/в/и}$, кВт	$P_{р.осв}$, кВт	$P_{р.в/в/и}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{н/в/и}$, град	$\alpha_{осв/в/и}$, град	$\alpha_{в/в/и}$, град
1 Механо-сборочный цех	1107	1071	36	0	418	107	13	348	12	0
2 Термический цех	8323	2268	55	6000	418	55	35	98	2	260
3 Административно-бытовой корпус	62	35	27	0	503	338	3	202	158	0
4 Автоцех	376	344	32	0	289	193	7	330	30	0
5 Прессовый цех	1932	1856	76	0	527	82	17	346	14	0
6 Сборочно-комплектовочный цех	1577	1326	251	0	386	219	15	303	57	0
7 Цех механической обработки	432	399	33	0	322	207	8	333	27	0
8 Литейный цех	11677	2205	22	9450	313	110	41	68	1	291
9 Цех резинотехнических изделий	141	124	17	0	248	324	4	318	42	0
10 Гусеничный цех	1385	1350	35	0	343	338	14	351	9	0
11 Компрессорная	10118	111	7	10000	216	174	38	4	0	356
12 Инструментальный цех	1247	1190	57	0	140	319	13	343	17	0
13 Сборно-сварочный цех	743	700	43	0	90	103	10	339	21	0
14 РМЦ	337	290	47	0	208	103	7	310	50	0
Итого	39456	13269	737	25450	317	135				

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: $x_{ГПП} = 218$ м; $y_{ГПП} = 250$ м.

Выводы по разделу два

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

3 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

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

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [9], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [10]:

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

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

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

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

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

3.2 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.

					13.03.02.2017.488.00.00 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 [11], эта связь приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

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

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

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

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_T \cdot k_{з.доп}}, \quad (3.3)$$

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

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

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_T \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (3.4)$$

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.ц}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.ц} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.ц} \end{cases} \quad (3.5)$$

Из анализа выражения (3.5) следует:

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

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

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1, \quad (3.6)$$

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

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}} \quad (3.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.и}} \quad (3.8)$$

Приведем пример расчета ТП для механо-сборочного цеха, согласно выражениям (3.1) – (3.8).

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

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

$$S_{т.н} \geq \frac{1107}{2 \cdot 0,8} = 692 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 1000 кВА.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 1107^2} = 1155 \text{ кВА}.$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

Так как

$$Q_{1p} > Q_{p.c}.$$

$$1155 > 1103 \text{ квар,}$$

то нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низко-вольтовую конденсаторную батарею

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1107^2 + 1103^2}}{2 \cdot 630} = 0,78.$$

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

Определение мощности трансформаторов электротехнологических установок: индукционных и дуговых сталеплавильных печей производится из условия пропуска трансформатором полной мощности установки

$$S_{т.н} \geq S_{э/т.уст} \quad (3.9)$$

Полная мощность электротехнологической установки находится по формуле

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi} \quad (3.10)$$

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

Для примера произведем выбор понижающего трансформатора для преобразователя частоты по выражениям (3.10) – (3.11)

$$S_{шт} = \frac{2500}{0,75} = 3125 \text{ кВА.}$$

Поэтому принимаем ближайшую большую единичную мощность трансформатора, а именно принимаем к установке трансформатор типа ТСЗП номинальной мощностью 4000 кВА.

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (3.1) – (3.10), представим в таблице 3.2.

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 (НРП), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

Таблица 3.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/ав}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _р +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _р , кВА	
1 Механо-сборочный цех	2	1107	1103	1563	2244	0,70	2500																					
Итого по ТП1:		1107	1103	1563	2244	0,70	2500	1	ТМГ	1000	2	1	0,8	1155	1103	0	0,78	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	16	79	1123	1183	1631	
2 Термический цех	2	2323	1115	2576	4554	0,57	2500																					
Итого по ТП2:		2323	1115	2576	4554	0,57	2500	2	ТМГ	1600	2	1	0,8	1077	1077	38	0,80	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	26	139	2348	1215	2644	
3 Административно-бытовой корпус	3	62	39	74	3234	0,02	250	НРП-1																				
6 Сборочно-комплектовочный цех	2	1578	1245	2010	13970	0,14	630																					
Итого по ТП3-ТП4:		1640	1284	2083	13970	0,14	630	3-4	ТМГ	630	2	2	0,8	1172	1172	112	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	23	104	1664	1276	2097	
7 Цех механической обработки	2	432	476	643	2720	0,24	1000																					
Итого по ТП5:		432	476	643	2720	0,24	1000	5	ТМГ	400	2	1	0,8	473	473	4	0,80	1,40*	0,7	5,9	1,0	4,5	9	31	441	504	669	
5 Прессовый цех	2	1932	1917	2722	5610	0,48	2500																					
Итого по ТП6:		1932	1917	2722	5610	0,48	2500	6	ТМГ	1600	2	1	0,8	1679	1679	237	0,80	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	26	139	1958	1818	2672	
8 Литейный цех	2	2227	1074	2472	1809	1,37	2500																					
Итого по ТП7:		2227	1074	2472	1809	1,37	2500	7	ТМГ	1600	2	1	0,8	1263	1074	0	0,77	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	24	131	2251	1205	2553	
9 Цех резинотехнических изделий	2	141	98	171	1377	0,12	630	НРП-2																				
10 Гусеничный цех	2	1385	1201	1833	2898	0,63	2500																					
Итого по ТП8:		1525	1299	2003	2898	0,63	2500	8	ТМГ	1000	2	1	0,8	483	483	816	0,80	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	17	82	1542	566	1642	
12 Инструментальный цех	2	1247	1408	1881	4242	0,44	2500																					
Итого по ТП9:		1247	1408	1881	4242	0,44	2500	9	ТМГ	1000	2	1	0,8	1002	1002	406	0,80	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	17	82	1264	1085	1665	
13 Сборно-сварочный цех	2	743	946	1203	3570	0,34	1600																					
Итого по ТП10:		743	946	1203	3570	0,34	1600	10	ТМГ	630	2	1	0,8	681	681	265	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	12	52	755	733	1052	
14 РМЦ	2	337	222	404	3455	0,12	630																					
11 Компрессорная	2	118	85	145	918	0,16	1000	НРП-3																				
Итого по ТП11:		455	307	549	3455	0,12	630	11	ТМГ	400	2	1	0,8	450	307	0	0,69	1,38	0,7	5,9	1,0	4,5	7	25	462	332	569	
4 Автоцех	3	375	468	600	1972	0,30	1600																					
Итого по ТП12:		375	468	600	1972	0,30	1600	12	ТМГ	630	1	1	0,9	425	425	43	0,90	-	1,0	7,6	0,6	5,5	7	32	383	457	596	
Потери в эл/техн. установках																												
2 Термический цех (8ИПх2500)		2500	1875	3125					ТСЗП	4000	1	8					0,78	-	4,8	20,0	1,4	6,5	136	1718				
8 Литейный цех (6хДСПх3500)		3500	3087	4667					ЭТМПК	5000	1	6					0,93	-	13,5	41,0	2,6	14,9	295	4674				
Итого по предприятию:																							614	7287	14188	10373		

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

Целесообразность данной установки НРП определяется условием

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000. \quad (3.11)$$

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

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

Проверка выполнения соотношения (3.11) при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ · А · м
4	1	$74 \cdot 112 = 8288$
8	2	$171 \cdot 84 = 14364$
11	3	$145 \cdot 34 = 4930$

Выводы по разделу три

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

4 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:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (4.1)$$

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]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (4.2)$$

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 элек-

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 $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m -число ТП, питающихся от ГПП, M -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{иа}}$ и приводится в [7].

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Число присоединений $n = m + M = 15 + 10 = 25$; $K_{ИА} = 0,47$, тогда $K_{ОМ} = 0,85$.

Таким образом, по формуле (4.2) получаем

$$P_{р.п.} = 0,85 \cdot (12541 + 25450 + 614) + 904 = 33718 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (4.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{12,3 + 0,016 \cdot 33718} = 86 \text{ кВ.}$$

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

$$S_{р.п.} = \sqrt{P_{р.п.}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (4.3)$$

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 определяется по выражению

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

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

$k_{н.р}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q_{эс.35} = 33718 \cdot 0,4 = 13487 \text{ квар.}$$

$$Q_{эс.110} = 33718 \cdot 0,5 = 16859 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{эс}}{P_{р.п.}}$$

$$\text{tg}\varphi_{3,35} = \frac{13487}{33718} = 0,40.$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		34

$$\operatorname{tg}\varphi_{3,110} = \frac{16859}{33718} = 0,50.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

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

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.35}} = 0,07 \cdot \sqrt{33718^2 + 13487^2} = 2542 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.110}} = 0,07 \cdot \sqrt{33718^2 + 16859^2} = 2639 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (4.3)

$$S_{\text{р.п.35}} = \sqrt{33718^2 + (13487 - 2542)^2} = 35450 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{р.п.110}} = \sqrt{33718^2 + (16859 - 2639)^2} = 36594 \text{ квар.}$$

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.

$$S_{\text{т.ном.35}} \geq \frac{35450}{2 \cdot 0,7} = 25332 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{36594}{2 \cdot 0,7} = 26139 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТРДН-40000/35/10/10 и ТРДН-40000/110/10/10, технические характеристики которых представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$U_{\text{кз}}$, %	I_{xx} , %
40	35	10/10	170	36,0	11,5	0,4
40	110	10/10	172	36,0	10,5	0,65

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

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

$$k_{з.н.35} = \frac{35450}{2 \cdot 40000} = 0,44.$$

$$k_{з.н.110} = \frac{36594}{2 \cdot 40000} = 0,46.$$

Недозагруженность трансформаторов ГПП в нормальном режиме работы учитывает наличие резерва для перспективного развития производственных мощностей предприятия, что подтверждается низкими значениями коэффициентов использования по активной мощности для индукционных печей ($k_{на.ИП} = 0,3$) мощностью 2500 кВт в количестве 8 штук, а также для дуговых сталеплавильных печей ($k_{на.ДСП} = 0,45$) мощностью 3500 кВт в количестве 6 штук.

Выводы по разделу четыре

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов схем внешнего электроснабжения на рисунках 5.1 и 5.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

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

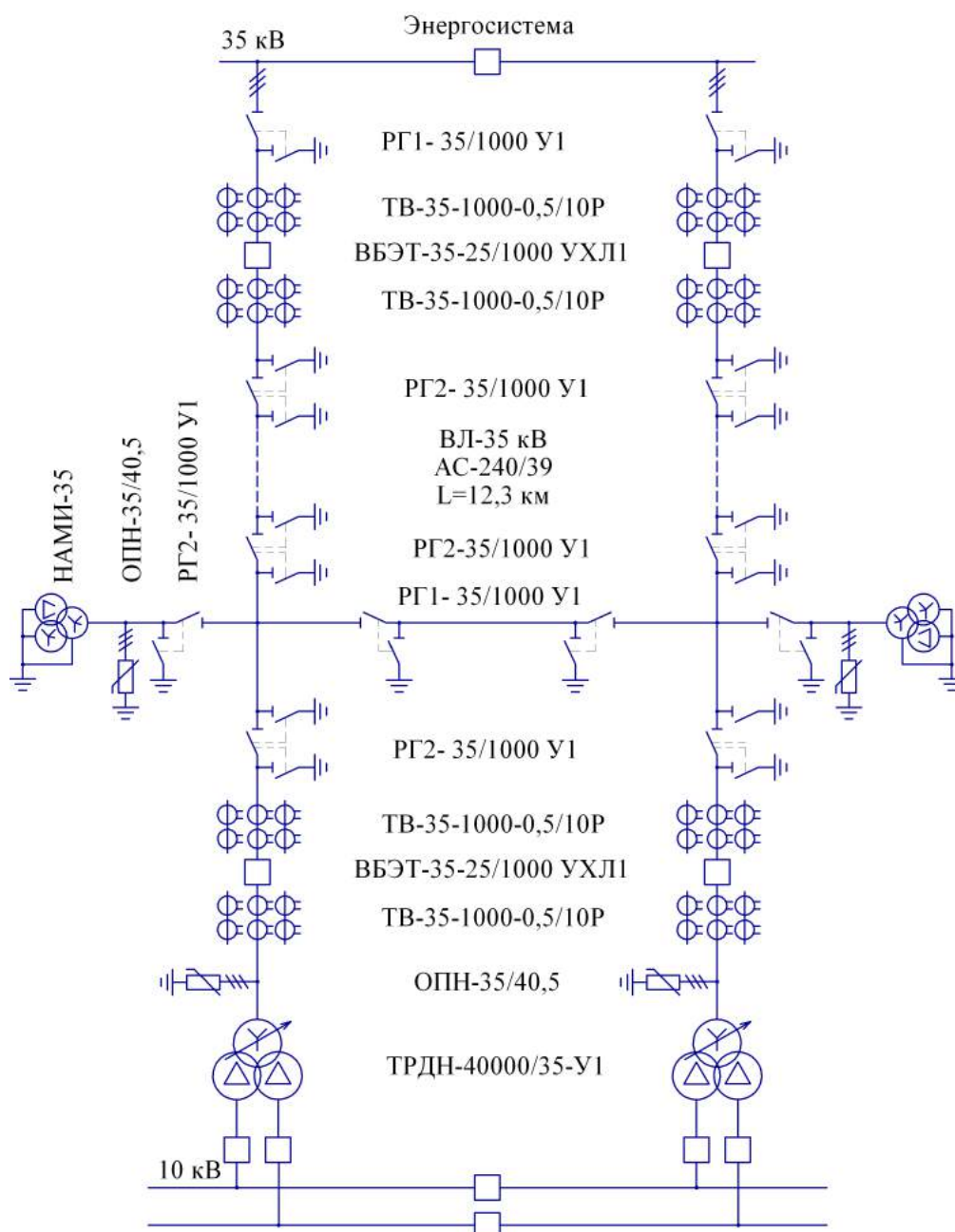


Рисунок 5.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

37

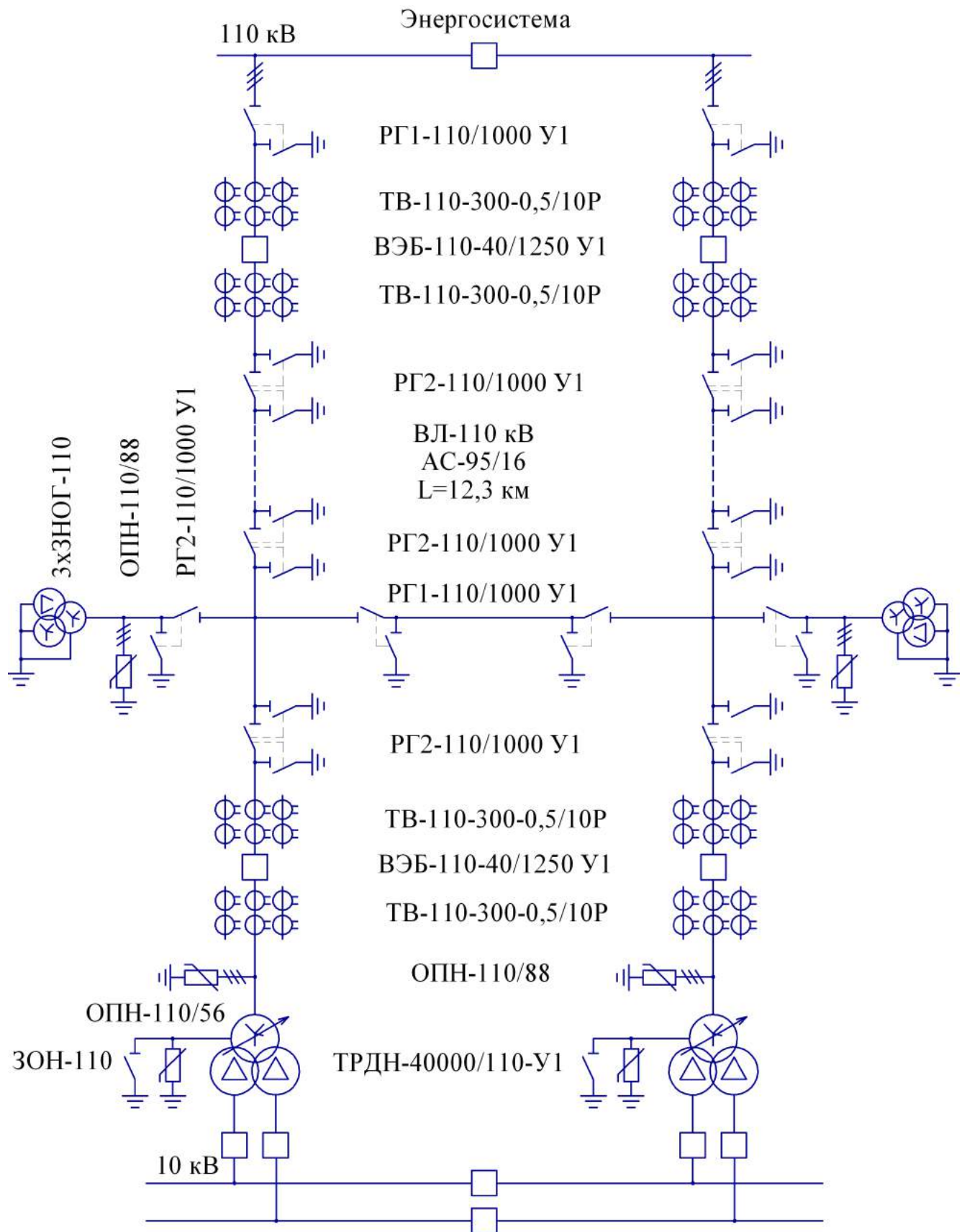


Рисунок 5.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

38

5.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (5.1)$$

где n - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;

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

$$\Delta P_{т.35} = 2(36,0 + 0,44^2 \cdot 170) = 139 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (5.2)$$

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

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{т.35} = 2 \left(\frac{0,4}{100} 40000 + 0,44^2 \frac{11,5}{100} 40000 \right) = 2127 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (5.3)$$

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

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5.4)$$

где T_M - годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4960}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3367 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{т.35} = 2(36 \cdot 8760 + 0,44^2 \cdot 170 \cdot 3367) = 856 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схем на напряжение 35 кВ и 110 кВ, найденные по формулам (5.1)–(5.4), представим в таблице 5.1.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

Таблица 5.1 – 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	139	2127	4960	3367	856
110	144	2278	4960	3367	873

5.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.п.}} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (5.5)$$

$$S_{\text{р.л.35}} = \sqrt{(33718 + 139)^2 + 13487^2} = 36445 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.6)$$

$$I_{\text{р.л.35}} = \frac{36445}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 301 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad (5.7)$$

$$I_{\text{п.35}} = 2 \cdot 301 = 602 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}} \quad (5.8)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² [1].

$$F_{\text{э}} = \frac{301}{1,1} = 273 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-240/39.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (5.9)$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;
 L - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л,35} = 2 \cdot (3 \cdot 301^2 \cdot 0,12 \cdot 12,3 \cdot 3367) = 2694 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схемах на напряжение 35 и 110 кВ, определенные по формулам (5.5) – (5.9), представим в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{р.л}},$ кВА	$I_{\text{р.л}},$ А	$I_{\text{п}},$ А	$F_3,$ мм ²	$F_{\text{ст}},$ мм ²	$I_{\text{д.доп}},$ А	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{\text{л}},}{\text{год}}$ МВт · ч
35	36445	301	602	273	240	610	0,12	12,3	2694
110	37827	99	198	90	95	330	0,31	12,3	759

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.3.

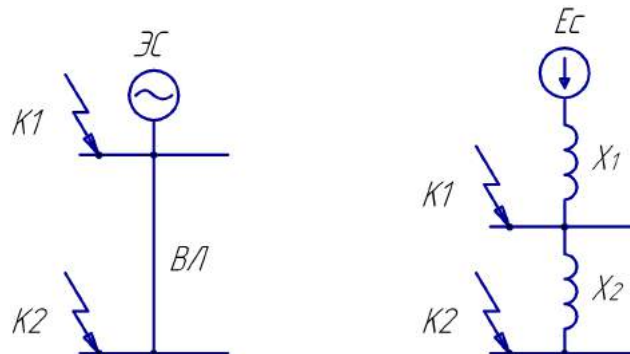


Рисунок 5.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_б}{S_k}. \quad (5.10)$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{950} = 1,05.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (5.11)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,05} = 14,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (5.12)$$

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

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,8 = 36,1 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (5.13)$$

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

$$x_2 = \frac{0,41 \cdot 12,3 \cdot 1000}{37^2} = 4,74.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (5.14)$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,05 + 4,74)} = 3,3 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схем на напряжение 35 и 110 кВ, произведенного по формулам (5.10) – (5.14), представим в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	S_6 , МВА	U_6 , кВ	S_k , МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	I_{k1} , кА	I_{k2} , кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
35	1000	37	950	1,05	3,68	14,8	3,3	36,1	8,4
110	1000	115	2500	0,40	0,39	12,6	6,3	30,5	16,2

5.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [6]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.15)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (5.16)$$

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (5.17)$$

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

$$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}; \quad (5.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (5.19)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (5.20)$$

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

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

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}; \quad (5.21)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5.22)$$

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

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей КЗ, с [6].

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

Расчетное время

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.v.}, \quad (5.23)$$

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

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

Завод-изготовитель [12, 13] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}. \quad (5.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.25)$$

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

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.26)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{p.z.} + t_{o.v.}, \quad (5.27)$$

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

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [12, 13] выбранных выключателей по выражениям (5.15) – (5.27) представим в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/1000	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;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 923,8$ А;	$I_{ном} = 1000,0$ А;	$I_{max} = 293,9$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau}$;	$I_{п,0} = 14,8$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 12,6$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$;	$i_{a,\tau} = 6,0$ кА;	$i_{a,ном} = 11,4$ кА;	$i_{a,\tau} = 5,1$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 14,8$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 12,6$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 36,1$ кА;	$i_{дин} = 63,0$ кА;	$i_y = 30,5$ кА;	$i_{дин} = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$.	$B_k = 659,2$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ $кА^2 \cdot с$;	$B_k = 471,0$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Разъединители выбираются, согласно условиям [6]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (5.28)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max} ; \quad (5.29)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} ; \quad (5.30)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (5.31)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (5.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14] выбранных разъединителей по выражениям (5.28) – (5.32) представим в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-35/1000УХЛ1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст} ;$	$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max} ;$	$I_{max} = 923,8 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$	$I_{max} = 293,9 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.} ;$	$i_y = 36,1 \text{ кА};$	$i_d = 50 \text{ кА};$	$i_y = 30,5 \text{ кА};$	$i_d = 100 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$	$B_k = 471,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_k = 430,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 5.6.

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.

Таблица 5.6 – 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		СЭТ-4ТМ.03 М [16]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [17]								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 [18]								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}							

5.5 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 [6]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (5.33)$$

где C₃ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}; \quad (5.34)$$

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

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{ai} - расходы на обслуживание.

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

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0', \quad (5.35)$$

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

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (5.36)$$

где δ - поправочный коэффициент;

α - основная ставка тарифа [19, 20], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии [19, 20], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

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

$$C'_{0.35} = 1,08 \left(\frac{1208,56 \cdot 12 \cdot 1}{3367} + 1,3396 \right) = 6,10 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C'_{0.110} = 1,05 \left(\frac{959,11 \cdot 12 \cdot 1}{3367} + 1,3488 \right) = 5,01 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (5.33) – (5.36) сведем в таблицу 5.7 и 5.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [21].

Таблица 5.7 – 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 кВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000	пол	18	41	738	0,193	142			
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	18	51	918	0,193	177			
Выключатель ВБЭТ-35-25/1000	шт	4	452	1808	0,193	349			

Окончание таблицы 5.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	85			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	35			
Трансформатор ТРДН-40000/35-У1	шт	2	6714	13428	0,193	2592	855535	5217	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-240/39 на стальных опорах	км	12,3	1227	15090	0,152	2294	2694470	16431	
Всего по варианту				32602		5674	3550004	21649	27322

Таблица 5.8 – 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 кВт/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Разъединитель РГ1-110/1000-40	пол	18	76	1368	0,193	264			
Разъединитель РГ2-110/1000-40	пол	18	89	1602	0,193	309			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	22	44	0,193	8			
ЗОН-110	шт	2	54	108	0,193	21			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	260	1560	0,193	301			
Трансформатор ТРДН-40000/110-У1	шт	2	7898	15796	0,193	3049	873097	4370	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-95/16 на стальных опорах	км	12,3	1591	19575	0,152	2975	759177	3800	
Всего по варианту				67537		12232	1632274	8170	20402

5.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затраты K, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб/год.	Потери элек- троэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приве- дённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	32602	5674	3550	21649	27322
U = 110 кВ	67537	12232	1632	8170	20402

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

$$\frac{27322 - 20402}{27322} \cdot 100\% = 25,33 \%$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу пять

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.

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

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

6.1 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.

6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

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

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

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

Сооружение высоковольтного распределительного пункта (РП) целесообразно при числе отходящих от него линий не менее восьми [22, п.6.3.6], поэтому в термическом цехе и компрессорной станции устанавливаем РП-1 и РП-2, к которым подключаем индукционные печи и синхронные двигатели соответственно.

РП-10 кВ выполняются с одной одиночной секционированной выключателем системой шин. 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 листе 2 графической части.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [1]). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода присутствуют 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 – оболочка из полиэтилена.

6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [1].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (6.1)$$

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

– при питании однострансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность силового трансформатора;

– при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность одного трансформатора с учетом коэффициента его загрузки в нормальном режиме;

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

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

Например, расчетный ток кабельной линии, питающей ТП-1

$$I_{p.k.1} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{Ti}} \cdot \frac{\sqrt{(P_{pi} + \Delta P_{Ti})^2 + (Q_{li} + \Delta Q_{Ti})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где P_p , Q_l – расчетная нагрузка ТП (таблица 2.2);

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

$\Delta P_T, \Delta Q_T$ – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

N_T – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2).

$$I_{p.k.1} = \frac{1}{2} \frac{\sqrt{(1107+16)^2 + (1103+79)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2} \frac{\sqrt{(1932+26)^2 + (1679+139)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 124 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3}, \quad (6.2)$$

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 $T_M=4960$ ч/год [6] экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм², тогда сечение кабельной линии

$$F_{3,1} = \frac{124}{1,7} = 73 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к F_3 , поэтому принимаем кабель типа АПвП-10 (3x70) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп}=193$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,55$ Ом/км, $x_0=0,12$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k.}}{n_k}; \quad (6.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [1];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [1];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.1} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 193 = 166 > \frac{124}{1} = 124 \text{ А.}$$

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

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{p.k.} \quad (6.4)$$

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

52

$$I_{ав1} = 2 \cdot 124 = 248 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (6.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 166 = 194 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}. \quad (6.6)$$

$$194 < 248 \text{ А.}$$

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до АПвП-10 (3х120) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 265 \text{ А}$, удельные сопротивления: $r_0 = 0,32 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,11 \text{ Ом/км}$.

Тогда

$$I_{доп.ф.1} = 0,85 \cdot 1,01 \cdot 265 = 228 > \frac{124}{1} = 124 \text{ А.}$$

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 228 = 266 > 248 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (6.7)$$

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

$$\Delta U_1 = \frac{1540 \cdot 0,32 \cdot 0,276 + 1500 \cdot 0,11 \cdot 0,276}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,36 < 5\%.$$

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (6.1) – (6.7) представлен в таблице 6.1.

Выводы по разделу шесть

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		53

Таблица 6.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _{э,2} , мм ²	F _{т,2} , мм ²	F _{ст,2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Г _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Г _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП-ТП1	1540	1500	2150	124	73	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	124	248	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,276	0,26	0,11	0,31
ТП1-ТП6	979	909	1336	77	45	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	77	154	300	0,93	1,01	282	1,17	330	0,108	0,26	0,11	0,08
ГПП-ТП7	2299	1210	2599	150	88	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	150	300	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,202	0,26	0,11	0,30
ТП7-ТП2	1174	608	1322	76	45	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	76	153	300	0,87	1,01	264	1,17	308	0,122	0,26	0,11	0,09
ГПП-ТП3	832	638	1048	61	36	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	61	121	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,123	0,26	0,11	0,07
ТП3-ТП4	416	319	524	30	18	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	30	61	300	0,93	1,01	282	1,17	330	0,064	0,26	0,11	0,02
ГПП-ТП5	220	252	335	19	11	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	19	39	300	0,87	1,01	264	1,17	308	0,078	0,26	0,11	0,01
ГПП-ТП8	771	283	821	47	28	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	47	95	300	0,87	1,01	264	1,17	308	0,156	0,26	0,11	0,07
ГПП-ТП9	632	542	833	48	28	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	48	96	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,118	0,26	0,11	0,05
ГПП-ТП11	608	533	808	47	27	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	47	93	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,127	0,26	0,11	0,06
ТП11-ТП10	377	367	526	30	18	150	150	2хАПвП-10 (3х150)	в траншее	30	61	300	0,93	1,01	282	1,17	330	0,126	0,26	0,11	0,03
ГПП-ТП12	191	228	298	17	10	150	150	АПвП-10 (3х150)	в траншее	17	-	300	0,87	1,01	264	-	-	0,055	0,26	0,11	0,01
ГПП-ДСП	3500	3087	4667	269	158	70	185	АПвП-10 (3х185)	в траншее	269	-	338	0,85	1,01	290	-	-	0,208	0,21	0,10	0,43
ГПП-РП1	2700	2025	3375	195	115	185	240	2хАПвП-10 (3х240)	в траншее	195	390	392	0,85	1,01	337	1,17	394	0,324	0,16	0,10	0,41
ГПП-РП2	2250	-1090	2500	144	85	185	300	4хАПвП-10 (3х150)	в траншее	144	289	300	0,85	1,01	258	1,17	301	0,065	0,26	0,11	0,06
РП1-ИП	2500	1875	3125	180	106	70	95	АПвП-10 (3х95)	на лотках	180	-	233	1,00	1,03	240	-	-	0,055	0,41	0,12	0,14
РП2-СД	1250	-605	1389	80	47	70	70	АПвП-10 (3х70)	на лотках	80	-	193	1,00	1,03	199	-	-	0,035	0,55	0,12	0,04
0,4 кВ																					
ТП4-НРП1	62	39	74	106	-	-	35	АПвБбШв-1 (4х35)	в траншее	53	-	113	1,00	1,01	114	-	-	0,112	1,10	0,06	4,98
ТП8-НРП2	70	49	86	124	-	-	95	2хАПвБбШв-1 (4х95)	в траншее	124	248	240	0,93	1,01	225	1,17	264	0,084	0,41	0,06	3,33
ТП11-НРП3	59	43	73	105	-	-	70	2хАПвБбШв-1 (4х70)	в траншее	105	210	201	0,93	1,00	187	1,17	219	0,034	0,55	0,06	1,49

7 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 7.1.

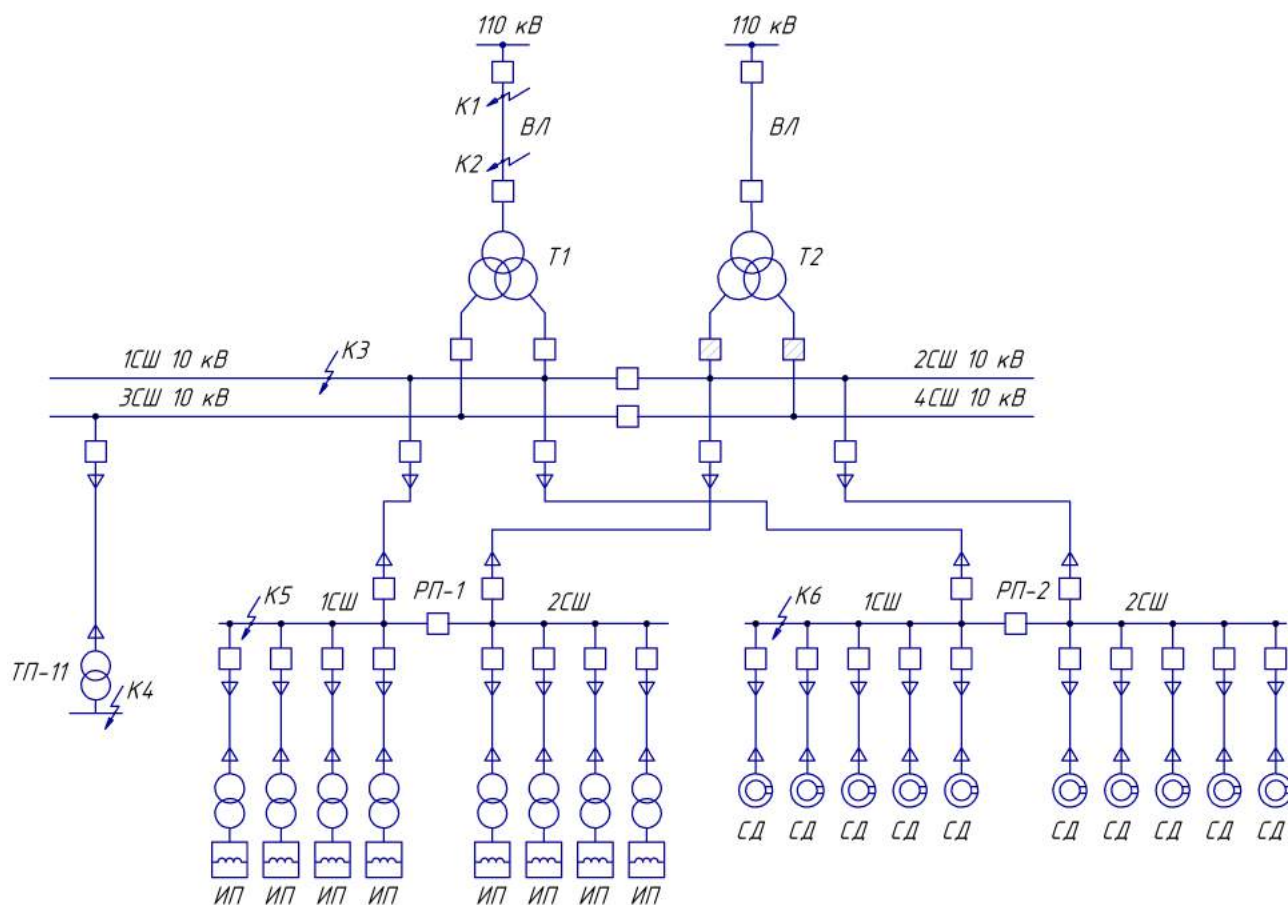


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

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.
- К₅ – в РП-1 10 кВ;
- К₆ – в РП-2 10 кВ;

При определении токов КЗ в точках К₁ и К₂ подпитку от двигателей напряжением 10 кВ можно не учитывать. В подпитке точек К₃, К₅, К₆ участвуют высоковольтные двигатели, подключенные к обеим секциям.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

55

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 7.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2).

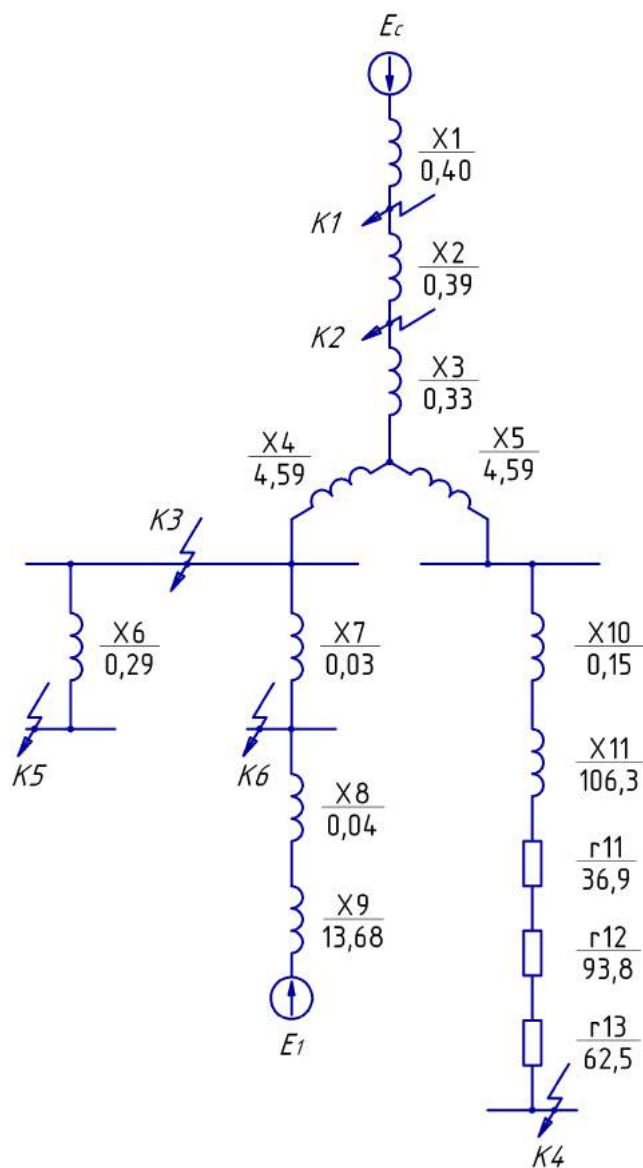


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке K_3

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

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (7.1)$$

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

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2500} = 0,40.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (7.2)$$

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

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина ВЛ, км;

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

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

$$x_2 = x_{л} = 0,42 \cdot 12,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,39.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.т}}}, \quad (7.3)$$

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

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

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,63.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_{\text{т}}. \quad (7.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 2,63 = 0,33.$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_{\text{т}}. \quad (7.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 2,63 = 4,59.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (7.6)$$

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

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

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		57

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

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,10 \cdot 0,324 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,29.$$

Аналогичным образом по выражению (7.6) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 7.2, результаты расчета представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	x_6	x_7	x_8	x_{10}
x_0 , Ом/км	0,10	0,11	0,13	0,13
L , км	0,324	0,065	0,035	0,127
x , о.е.	0,29	0,03	0,04	0,15

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (7.7)$$

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_9 = \frac{1}{10} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,95}{1250} = 13,68.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора ТП-11:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (7.8)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

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

$$z_{11} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{400} = 112,50. \quad (7.9)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}^2}, \quad (7.10)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{11} = 5,9 \cdot \frac{1000}{400^2} = 36,9.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (7.11)$$

$$x_{11} = \sqrt{112,50^2 - 36,9^2} = 106,3.$$

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

$$r_{12} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (7.12)$$

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

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{13} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (7.13)$$

$$r_{13} = 0,010 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 62,50.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₃ приведем схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.3.

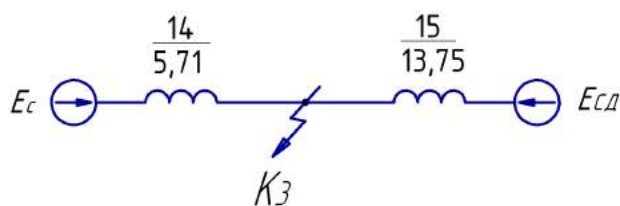


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К₃

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 7.3, определим по выражениям

$$x_{14} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4. \quad (7.14)$$

$$x_{15} = x_7 + x_8 + x_9. \quad (7.15)$$

$$x_{14} = 0,40 + 0,39 + 0,33 + 4,59 = 5,71.$$

$$x_{15} = 0,04 + 13,68 + 0,03 = 13,75.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

59

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (7.16)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{14}} \cdot I_6. \quad (7.17)$$

$$I_{CD} = \frac{E_1}{x_{15}} \cdot I_6. \quad (7.18)$$

$$I_c = \frac{1}{5,71} \cdot 55 = 9,6 \text{ кА.}$$

$$I_{CD} = \frac{1,1}{13,75} \cdot 55 = 4,4 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3/0/} = I_c + I_{CD}. \quad (7.19)$$

$$I_{кз3/0/} = 9,6 + 4,4 = 14,0 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (7.20)$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,0 = 37,7 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (7.21)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,0 = 255 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (7.22)$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		60

$$I_{к33}^{(2)} = \frac{255}{2 \cdot 10,5} = 12,1 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.
Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{11} + r_{12} + r_{13}. \quad (7.23)$$

$$r_{\Sigma} = 36,9 + 93,8 + 62,5 = 193,1.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{10} + x_{11} + x_{14}. \quad (7.24)$$

$$x_{\Sigma} = 0,15 + 106,3 + 5,71 = 112,1.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (7.25)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{193,1^2 + 112,1^2} = 223,3.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{к34} = \frac{S_6}{z_4}. \quad (7.26)$$

$$S_{к34} = \frac{1000}{223,3} = 4,5 \text{ МВА.}$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (7.27)$$

$$I_{к4} = \frac{4,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 6,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (7.28)$$

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

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 6,5 = 14,6 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		61

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_5 приведем схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.4.

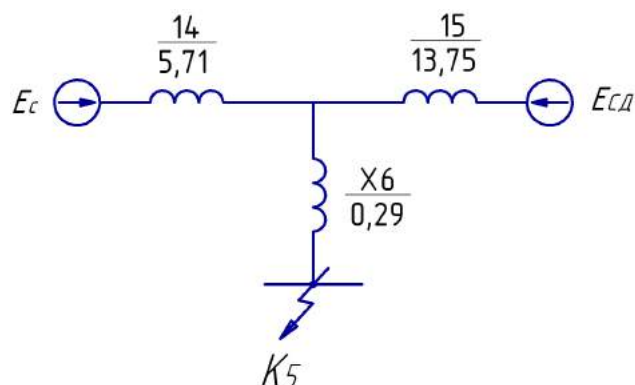


Рисунок 7.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке K_5

Определим сопротивления x_{16} и x_{17} , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{x_{14}} + \frac{1}{x_{15}}} \quad (7.29)$$

$$x_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{5,71} + \frac{1}{13,75}} = 4,04.$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_{14} = \frac{x_{\text{э1}}}{x_{14}} \quad (7.30)$$

$$C_{15} = \frac{x_{\text{э1}}}{x_{15}} \quad (7.31)$$

$$C_{14} = \frac{4,04}{5,71} = 0,71.$$

$$C_{15} = \frac{4,04}{13,75} = 0,29.$$

Результирующее сопротивление

$$x_{\text{рез1}} = x_{\text{э1}} + x_{6} \quad (7.32)$$

$$x_{\text{рез1}} = 4,04 + 0,29 = 4,33.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

Определим сопротивления x_{16} и x_{17}

$$x_{16} = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_{14}}. \quad (7.33)$$

$$x_{17} = \frac{x_{\text{рез1}}}{C_{15}}. \quad (7.34)$$

$$x_{16} = \frac{4,33}{0,71} = 6,13.$$

$$x_{17} = \frac{4,33}{0,29} = 14,76.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I'_c = \frac{E_c}{x_{16}} \cdot I_6. \quad (7.35)$$

$$I'_{\text{CD}} = \frac{E_1}{x_{17}} \cdot I_6. \quad (7.36)$$

$$I'_c = \frac{1}{6,13} \cdot 55 = 9,0 \text{ кА.}$$

$$I'_{\text{CD}} = \frac{1,1}{14,76} \cdot 55 = 4,1 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_5

$$I_{\text{кз5/0}} = I'_c + I'_{\text{CD}}. \quad (7.37)$$

$$I_{\text{кз5/0}} = 9,0 + 4,1 = 13,1 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (7.38)$$

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

$$i_{\text{уд5}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 13,1 = 35,1 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке K_5

$$S_{\text{кз5}} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (7.39)$$

$$S_{\text{кз5}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 13,1 = 238 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		63

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_6 приведем схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.5.

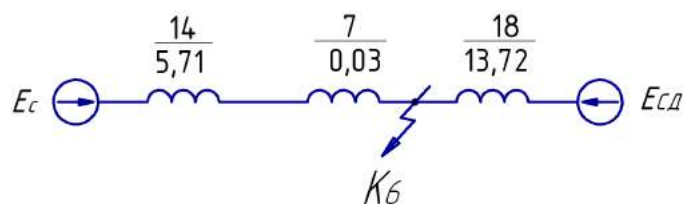


Рисунок 7.5 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке K_6

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 7.5, определим по выражению

$$x_{18} = x_{14} + x_7. \quad (7.40)$$

$$x_{19} = x_8 + x_9. \quad (7.41)$$

$$x_{18} = 5,71 + 0,03 = 5,74.$$

$$x_{19} = 0,04 + 13,68 = 13,72.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c'' = \frac{E_c}{x_{18}} \cdot I_6. \quad (7.42)$$

$$I_{сд}'' = \frac{E_1}{x_{19}} \cdot I_6. \quad (7.43)$$

$$I_c'' = \frac{1}{5,74} \cdot 55 = 9,6 \text{ кА.}$$

$$I_{сд}'' = \frac{1,1}{13,72} \cdot 55 = 4,4 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_6

$$I_{кз6/0} = I_c'' + I_{сд}''. \quad (7.44)$$

$$I_{кз6/0} = 9,6 + 4,4 = 14,0 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (7.45)$$

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

$$i_{уд6} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 14,0 = 37,7 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₆

$$S_{кз6} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k \quad (7.46)$$

$$S_{кз6} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,0 = 255 \text{ МВА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (7.1) – (7.46), представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К ₁	115	12,6	30,5	2500,0
К ₂	115	6,3	16,2	1254,9
К ₃	10,5	14,0	37,7	255,0
К ₄	0,4	6,5	14,6	4,5
К ₅	10,5	13,1	35,1	238,0
К ₆	10,5	14,0	37,7	255,0

Выводы по разделу семь

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

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

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

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

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

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1616,6 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 14,0^2 \cdot (2,0 + 0,06 + 0,12) = 428,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (8.1) – (8.2) и каталожные данные ячеек КРУ [23] представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [6]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 37,7 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 428,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2 Выбор выключателей КРУ

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

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/2500 УЗ [24].

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

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/2500 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 14,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА}$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 14,0 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 37,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 428,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-3000-0,5/10Р-УЗ [25]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-3000-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 37,7 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 428,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

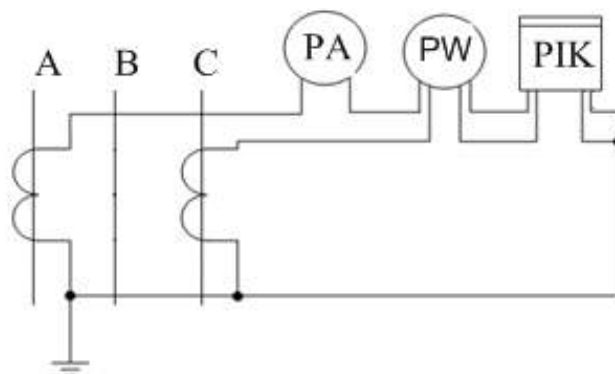


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

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

Сопротивление приборов

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

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

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

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

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{max} , А	I _{п.о} , кА	i _у , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10,5	248	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП-ТП7	10,5	300	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП-ТП3	10,5	121	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП5	10,5	39	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-40-0,5/10Р У3
ГПП-ТП8	10,5	95	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП9	10,5	96	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП11	10,5	93	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП12	10,5	17	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-ДСП	10,5	269	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП-РП1	10,5	390	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-400-0,5/10Р У3
ГПП-РП2	10,5	289	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
РП1-ИП	10,5	180	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
РП2-СД	10,5	80	14,0	37,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

В ячейках типа К-104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10 (рисунок 8.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения [26]:

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

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

- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

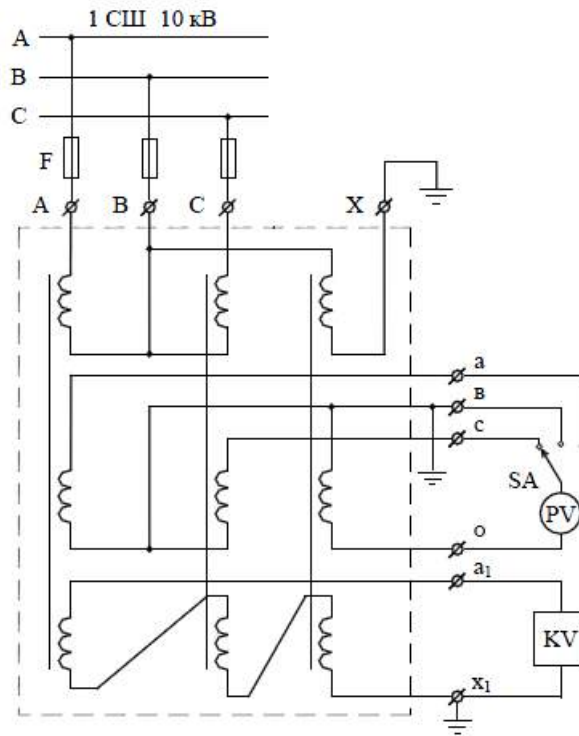


Рисунок 8.2 - Схема подключения трансформатора напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

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

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

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

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

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 и втычной разъединитель.

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

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

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

70

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	9	13,5	18
Итого								20,5	18
НАЛИ-СЭЦ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 27,2 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.тчн.0,5} = 200 ВА		S _{2ном} = 200 > S _{2Σ}							

8.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе 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 [27].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-1, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

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

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

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [27] представлены в таблицах 8.7 и 8.8 соответственно.

Таблица 8.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 37,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 153,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-100-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 14,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

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

Таблица 8.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	32,3	10,0	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-2	10	129,3	10,0	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-3	10	50,9	10,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10	50,9	10,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	129,3	10,0	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	129,3	10,0	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10	50,9	10,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-11	10	32,3	10,0	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3

8.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-2500-81УХЛЗ [28]. Выбор токопровода представим в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 1616,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 37,7 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$

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

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

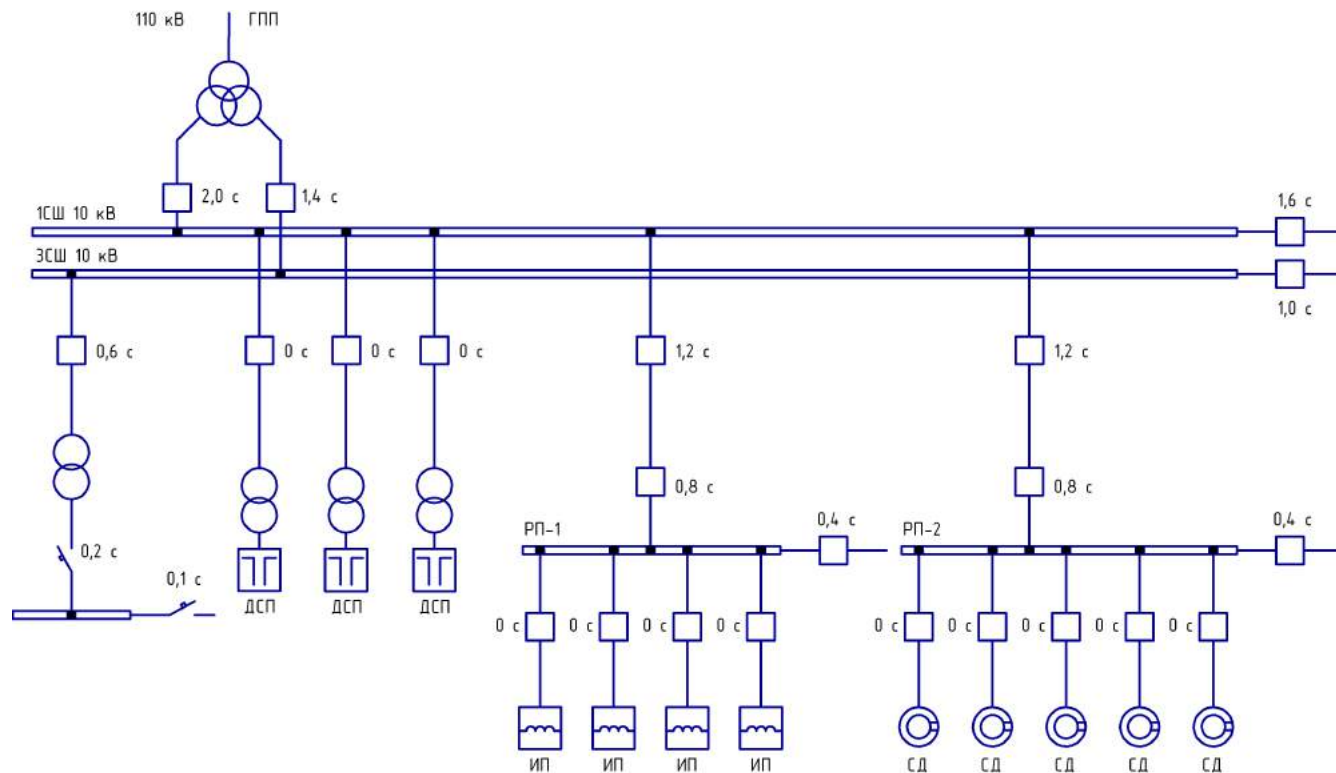


Рисунок 8.3 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

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

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

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

$$F_{т.с.}^{ТП} = \frac{\sqrt{153,4 \cdot 10^6}}{90} = 138 \text{ мм}^2.$$

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

Таблица 8.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , $кА^2 \cdot с$	C , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, $мм^2$
ГПП – ТП	14,0	0,6	0,06	0,12	153,4	90	138
ГПП – РП1	14,0	0,8	0,06	0,12	192,7	90	154
ГПП – РП2	14,0	0,8	0,06	0,12	192,7	90	154
ГПП – ДСП	14,0	0,0	0,06	0,12	35,4	90	66
РП1 – ИП	13,1	0,0	0,06	0,12	30,9	90	62
РП2 – СД	14,0	0,0	0,06	0,12	35,4	90	66

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

73

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

Таблица 8.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	120	150	АПвП-10 (3x150)
ТП1-ТП6	50	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП7	95	150	АПвП-10 (3x150)
ТП7-ТП2	50	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП3	35	150	АПвП-10 (3x150)
ТП3-ТП4	16	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП5	16	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП8	25	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП9	25	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП11	25	150	АПвП-10 (3x150)
ТП11-ТП10	16	150	АПвП-10 (3x150)
ГПП-ТП12	16	150	АПвП-10 (3x150)
РП2-СД	50	70	АПвП-10 (3x70)

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

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

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

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

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 40000 = 40 \text{ кВА.}$$

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

74

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

8.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [29]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 8.13.

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

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж}$, А	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	2020	6,5	14,6	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-2	Вводной	3232	6,5	14,6	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	1616	6,5	14,6	Э25В-2500УХЛЗ
ТП-3	Вводной	1272	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	6,5	14,6	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-4	Вводной	1272	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	6,5	14,6	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-5	Вводной	808	6,5	14,6	Э06В-1000УХЛЗ
	Секционный	404	6,5	14,6	Э06В-630УХЛЗ
ТП-6	Вводной	3232	6,5	14,6	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	1616	6,5	14,6	Э25В-2500УХЛЗ
ТП-7	Вводной	3232	6,5	14,6	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	1616	6,5	14,6	Э25В-2500УХЛЗ
ТП-8	Вводной	2020	6,5	14,6	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-9	Вводной	2020	6,5	14,6	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-10	Вводной	1272	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	6,5	14,6	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-11	Вводной	808	6,5	14,6	Э06В-1000УХЛЗ
	Секционный	404	6,5	14,6	Э06В-630УХЛЗ
ТП-12	Вводной	1272	6,5	14,6	Э16В-1600УХЛЗ

Выводы по разделу восемь

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		75

9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

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

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

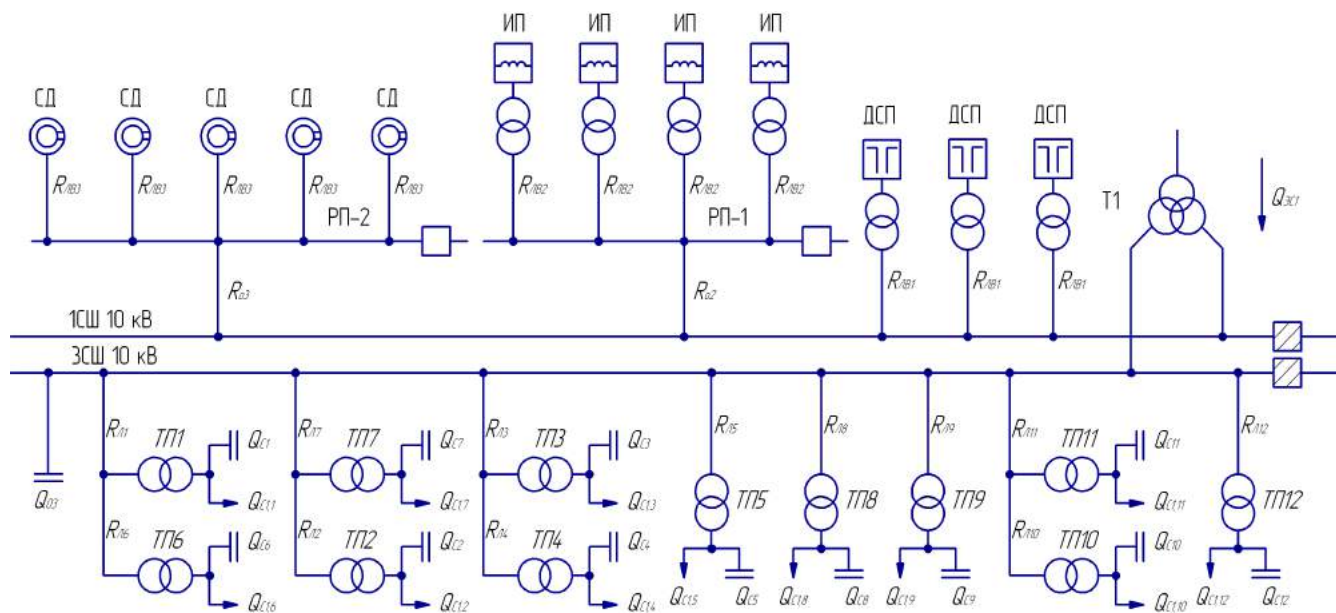


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

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

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

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

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

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

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

76

$$R_{ли} = 0,26 \cdot 0,276 = 0,07 \text{ Ом.}$$

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

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.и}$, кВА	Q_{li} , квар	$\Delta Q_{ти}$, квар	$R_{ти}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	1000	552	40	1,08	0,07
ТП-2	1600	538	69	0,68	0,03
ТП-3	630	293	26	1,91	0,03
ТП-4	630	293	26	1,91	0,02
ТП-5	400	236	16	3,69	0,02
ТП-6	1600	840	69	0,68	0,03
ТП-7	1600	537	65	0,68	0,05
ТП-8	1000	242	41	1,08	0,04
ТП-9	1000	501	41	1,08	0,03
ТП-10	630	341	26	1,91	0,03
ТП-11	400	154	12	3,69	0,03
ТП-12	630	425	32	1,91	0,02
Итого		4526	432		

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.

$$C_0 = 1,03 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 3367) = 16533 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

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

$$Z_{иг.кн} = E \cdot K_{БКН} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН},$$

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 [30].

Тогда

$$Z_{\text{1Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 16533 \cdot 4 = 269401 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{1Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где $K_{\text{БКВ}}$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,
 $\Delta P_{\text{БКВ}}$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{1Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 16533 \cdot 2 = 134700 \text{ руб/Мвар.}$$

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

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{\text{д.ном.}i}$, МВт	$Q_{\text{д.ном.}i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1	СТД	10	1,25	0,63	10	3000	3,50	4,92

Располагаемая реактивная мощность СД:

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

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

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

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

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

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

$$R_{\text{э.СД}i} = \frac{R_{\text{л.СД}i}}{N_i} + \frac{Z_{\text{2Г.СД}i}}{a \cdot C_0} \quad (9.7)$$

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

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{\text{СД,ми}}$, Мвар	$Z_{\text{Г.СД1}}$, руб/Мвар	$Z_{\text{2Г.СД1}}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СД1}}$, Ом	$Q_{\text{сд1}}$, Мвар
СД	8,399	91848	20494	0,13	1,03
Итого	8,399				1,03

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

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

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

$$R_{\text{э5}} = r_1 = 0,02 + 3,69 = 3,71 \text{ Ом.}$$

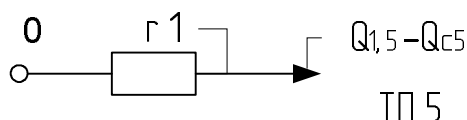


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-1 и ТП-6, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

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

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{1,08} + \frac{1}{0,03 + 0,68} = 2,35.$$

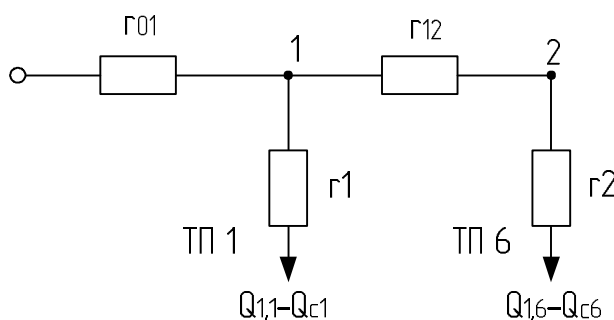


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

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

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (9.11)$$

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{0,07}{0,43} \right) \cdot 1,08 = 1,26 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{0,07}{0,43} \right) \cdot (0,03 + 0,68) = 0,82 \text{ Ом.}$$

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

$$Q_{\text{с1}} = Q_{\text{л1}} + \Delta Q_{\text{т1}} + \frac{z}{R_{\text{э1}}}, \quad (9.12)$$

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

$$z = \frac{134700 - 269401}{2 \cdot 10 \cdot 16533} = -0,407 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{\text{с1}} = 0,552 + 0,040 - \frac{0,407}{3,75} = 0,269 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (9.3) – (9.13) мощностей $Q_{\text{сi}}$ остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Если $Q_{\text{с}} < 0$ Мвар, то принимаем $Q_{\text{с}} = 0$ Мвар, так как $Q_{\text{с}}$ является экономически нецелесообразной.

Таблица 9.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{\text{эi}}$, Ом	$Q_{\text{сi}}$, Мвар		$Q_{\text{квi}}$, квар	$Q_{\text{квi}} + Q_{\text{сi}}$, квар	Тип принятой стандартной БК [31]	$Q_{\text{сi}}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	1,26	0,269	0,269	0	269	КРМ-0,4-275-25 У3	275
ТП-2	0,82	0,108	0,108	19	127	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-3	1,98	0,113	0,113	28	141	КРМ-0,4-150-25 У3	150
ТП-4	2,00	0,115	0,115	28	143	КРМ-0,4-150-25 У3	150
ТП-5	3,71	0,142	0,142	2	144	КРМ-0,4-150-50 У3	150
ТП-6	0,82	0,414	0,414	119	533	КРМ-0,4-550-50 У3	550

Окончание таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-7	0,78	0,080	0,080	0	80	КРМ-0,4-80-10 УЗ	80
ТП-8	1,12	-0,080	0,000	408	408	КРМ-0,4-400-50 УЗ	400
ТП-9	1,11	0,176	0,176	203	379	КРМ-0,4-400-50 УЗ	400
ТП-10	2,00	0,163	0,163	132	295	КРМ-0,4-300-50 УЗ	300
ТП-11	3,78	0,058	0,058	0	58	КРМ-0,4-65-5 УЗ	65
ТП-12	1,93	0,246	0,246	43	289	КРМ-0,4-300-50 УЗ	300
Итого	-	-	1,639	939	2578	-	2645

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{\tau i}) + \frac{\Delta Q_{\tau}^{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CДи}}{2} - \frac{Q_{\text{эс}}}{2}.$$

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

Q_B – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, вар.

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

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

$$Q_{\text{эс}} = 33718 \cdot 0,5 = 16859 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п.}}}$$

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{16859}{33718} = 0,50.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_0 = (4526 + 432) + \frac{2278}{2} + \frac{12834}{2} - 1639 - \frac{1030}{2} - \frac{16859}{2} = 1931 \text{ квар.}$$

Поэтому принимаем к установке ВБК типа КРМ-10,5-2250-450 [31].

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		81

Задача предприятия обеспечить требуемое значение $\text{tg}\varphi_3 = 0,5$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{ку}i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.н}i} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{сд}i}}{2} - Q_{\text{ст.в}}}{P_p};$$

где $Q_{\text{ку}}$ – мощность компенсирующих устройств (КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, вар.

$Q_{\text{ст.н}}$ – стандартная мощность низковольтных КУ, вар;

$Q_{\text{ст.в}}$ – мощность высоковольтных КУ, вар.

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{(4526 + 432) + \frac{2278}{2} + \frac{12834}{2} + 939 - 2645 - \frac{1030}{2} - 2250}{0,5 \cdot 33718} = 0,48.$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

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

$$Q_{\text{р.п}} = 0,85 \cdot (10925 + 12834 + 7287) + 273 = 26662 \text{ квар.}$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{сд.м}i} - Q_{\text{сд}i})}{Q_{\text{р.п}}} \cdot 100\%.$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{0,5(8399 - 1030)}{26662} \cdot 100\% = 13,8\%.$$

Выводы по разделу девять

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\text{tg}\varphi_p = 0,48$ от значения, заданного энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\text{с}} = 0,50$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		82

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

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

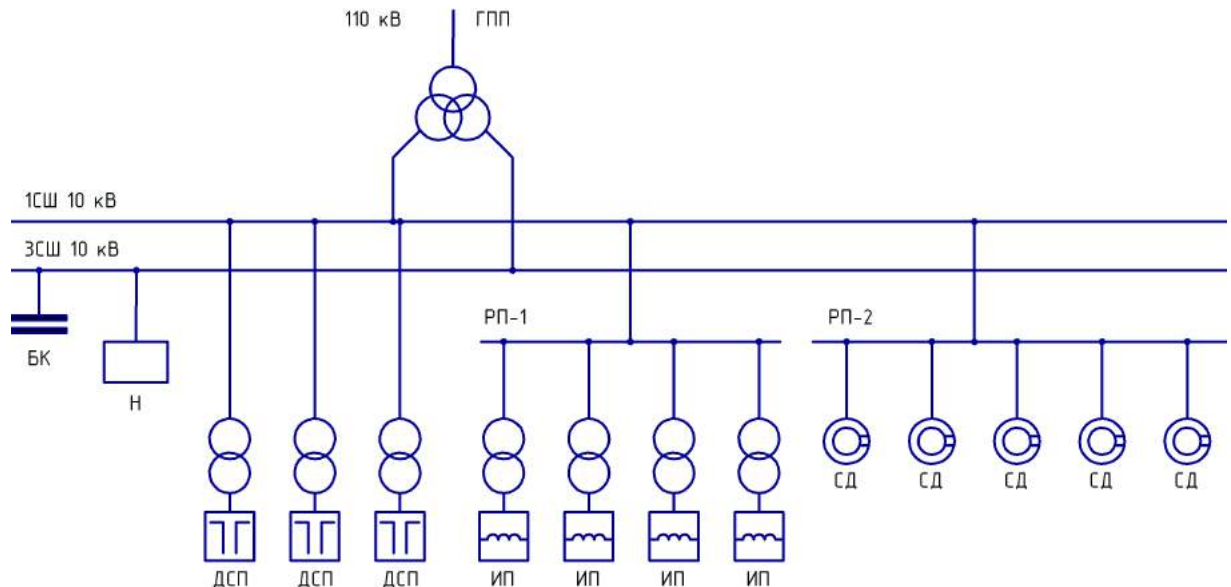


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема

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

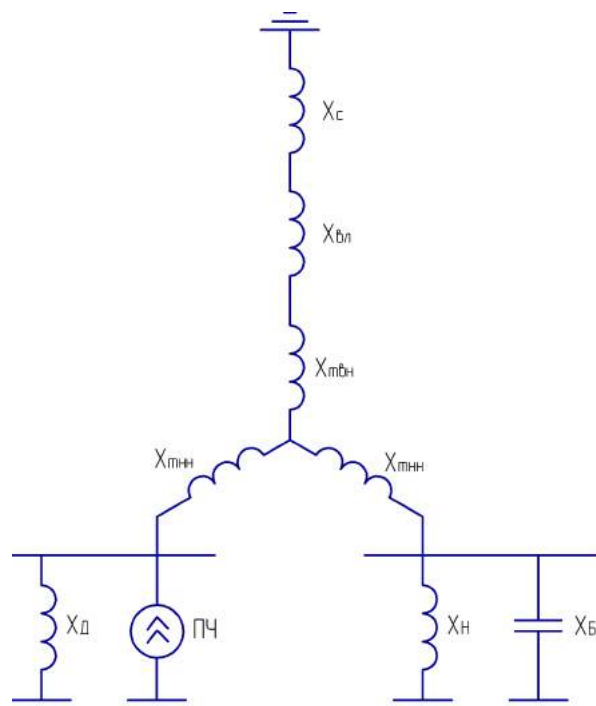


Рисунок 10.2 – Схема замещения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

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

Сопротивление энергетической системы

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

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

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{2500 \cdot 10^6} \cdot v = 0,03 \cdot v.$$

Сопротивление воздушной линии

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

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

L – длина воздушной линии, км;

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

$$x_{lv} = 0,42 \cdot 12,3 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,01 \cdot v.$$

Сопротивление силового трансформатора

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

где U_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

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

$$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot v = 0,29 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

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

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,29 \cdot v = 0,04 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

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

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,29 \cdot v = 0,51 \cdot v.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

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

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

$$x_{Дв} = \frac{17 \cdot v}{13,89} = 1,22 \cdot v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

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

$$x_{Нв} = \frac{10500^2}{\sqrt{13445^2 + 11198^2}} \cdot v = 6,30 \cdot v.$$

Сопротивление батареи конденсаторов

$$x_{БКв} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (10.8)$$

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

$$x_{БКв} = -\frac{10500^2}{2,25 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-49,00}{v}.$$

Источником искажения являются:

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

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N_{дсп}} \cdot S_{дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v^2}, \quad (10.9)$$

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 3500}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v^2} = \frac{192}{v^2},$$

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

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые тиристорными регуляторами мощности, применяемыми для управления режимом работы индукционных печей

$$I_{v2} = \frac{0,7 \cdot S_{\Sigma 2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ct} \cdot v}, \quad (10.10)$$

где $S_{\Sigma 2}$ – суммарная полная мощность тиристорных регуляторов мощности, кВА.

$$I_{v2} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot v} = \frac{385}{v}.$$

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП и преобразовательными установками

$$I_{v\Sigma} = (I_{v1} + I_{v2}) k_{v\Sigma}. \quad (10.11)$$

где $k_{v\Sigma}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для $v=5$ и $v=7$ принимается $k_{v\Sigma}=0,9$, $v=11$ и $v=13$ – $k_{v\Sigma}=0,75$.

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.11) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1

v	X_{cv}	X_{lv}	X_{TBHV}	X_{THNV}	$X_{бкв}$	$X_{дв}$	X_{HV}	I_v
1	0,03	0,01	0,04	0,51	-49,00	1,22	6,30	
2	0,06	0,03	0,07	1,01	-24,50	2,45	12,60	28,14
3	0,09	0,04	0,11	1,52	-16,33	3,67	18,90	28,14
5	0,14	0,06	0,18	2,53	-9,80	6,12	31,50	10,13
7	0,20	0,09	0,25	3,55	-7,00	8,57	44,11	5,17
11	0,32	0,14	0,40	5,57	-4,45	13,46	69,31	2,09
13	0,37	0,17	0,47	6,58	-3,77	15,91	81,91	1,50

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

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\text{э}1v} = \frac{X_{\text{бкв}} \cdot X_{HV}}{X_{\text{бкв}} + X_{HV}}. \quad (10.12)$$

$$X_{\text{э}2v} = X_{cv} + X_{lv} + X_{TBHV}. \quad (10.13)$$

$$X_{\text{э}3v} = X_{\text{э}1v} + X_{THNV}. \quad (10.14)$$

$$X_{\text{э}4v} = \frac{X_{\text{э}2v} \cdot X_{\text{э}3v}}{X_{\text{э}2v} + X_{\text{э}3v}}. \quad (10.15)$$

$$X_{\text{э}5v} = X_{THNV} + X_{\text{э}4v}. \quad (10.16)$$

$$X_{\text{э}6v} = \frac{X_{\text{э}5v} \cdot X_{дв}}{X_{\text{э}5v} + X_{дв}}. \quad (10.17)$$

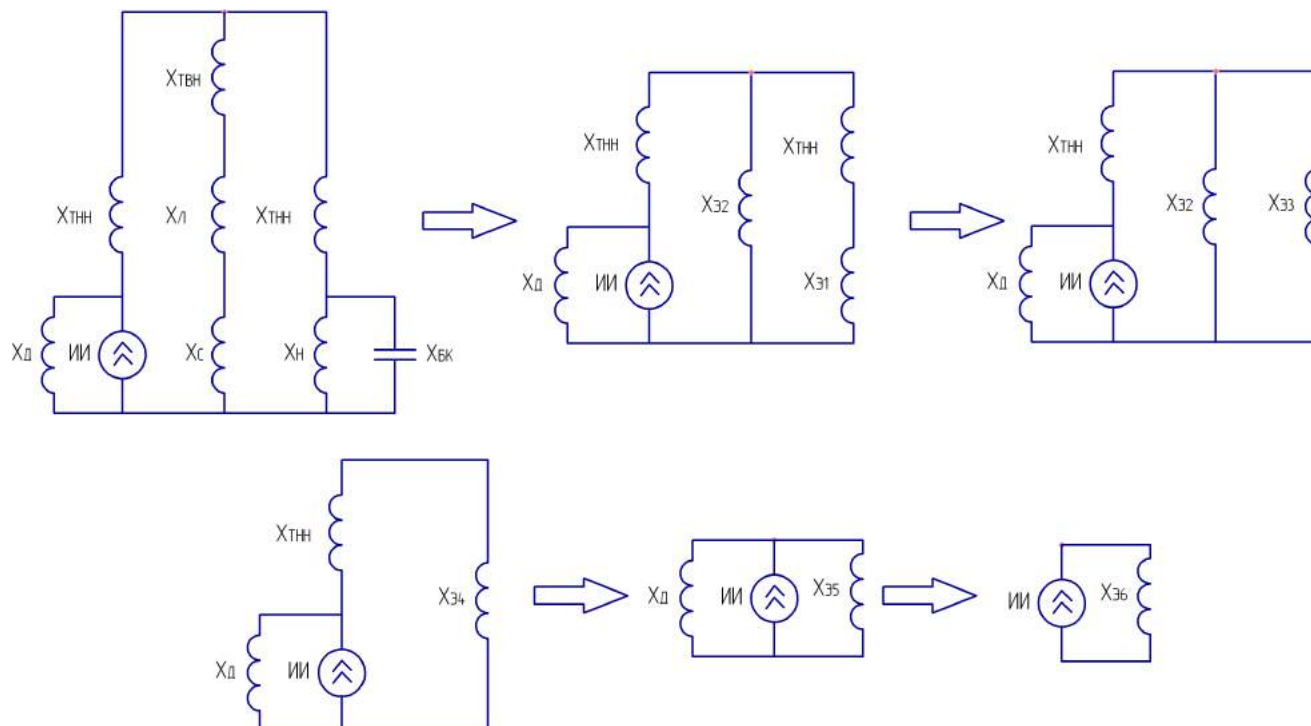


Рисунок 10.3 –Преобразование схемы замещения

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_{\text{v}\Sigma} \cdot x_{\text{э6v}} \cdot \quad (10.18)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = U_{\text{СШ1v}} \cdot \frac{x_{\text{э1v}} \cdot x_{\text{э4v}}}{x_{\text{э3v}} \cdot x_{\text{э5v}}} \cdot \quad (10.19)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \cdot \quad (10.20)$$

Результаты расчета по формулам (10.12) – (10.20) представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2

v	$x_{\text{э1v}}$	$x_{\text{э2v}}$	$x_{\text{э3v}}$	$x_{\text{э4v}}$	$x_{\text{э5v}}$	$x_{\text{э6v}}$	$U_{\text{сш1v}}$	$U_{\text{сш3v}}$	$K_U^{\text{СШ1}}$	$K_U^{\text{СШ3}}$
1	7,23	0,08	7,74	0,08	0,58	0,40	-	-	4,89%	1,30%
2	25,95	0,16	26,96	0,15	1,17	0,79	22,25	2,84		
3	-120,16	0,23	-118,64	0,23	1,75	1,19	33,39	4,51		
5	-14,22	0,39	-11,69	0,40	2,93	1,98	152,69	25,46		
7	-8,32	0,54	-4,78	0,61	4,16	2,80	153,97	39,62		
11	-4,76	0,86	0,81	0,42	5,99	4,14	145,01	-59,20		
13	-3,95	1,01	2,63	0,73	7,31	5,01	148,36	-22,23		

Из таблицы 10.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [32], а именно: $K_U^{СШ1} = 4,89 < K_{U,доп} = 5\%$, $K_U^{СШ3} = 1,30 < K_{U,доп} = 5\%$.

10.2 Расчет колебаний напряжения

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

Размах колебаний напряжения в точке СШ1

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

где $S_{к.з}$ – мощность КЗ в точке СШ1, МВА;

$S_{дсп}$ – мощность ДСП, МВА;

$$\delta U_{t,СШ1} = \frac{\sqrt[4]{3} \cdot 3,5}{255} \cdot 100\% = 1,81\%.$$

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

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШ3

$$\partial U_{t,СШ3} = \partial U_{t,СШ1} \cdot \frac{X_{\partial 1v} \cdot X_{\partial 4v}}{X_{\partial 3v} \cdot X_{\partial 5v}}.$$

$$\partial U_{t,СШ3} = 1,81 \cdot \frac{7,23 \cdot 0,08}{7,74 \cdot 0,58} = 0,23\%.$$

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

10.3 Расчет несимметрии напряжения

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (10.27)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А;

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{кз}. \quad (10.28)$$

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

Сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети

$$x_{кз} = x'_{кз} \cdot \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (10.29)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}. \quad (10.30)$$

Пульсирующая мощность

$$P_{\pi} = P'_{\pi} + P''_{\pi}; \quad (10.31)$$

где P'_{π} – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

P''_{π} – мощности «дикий» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикий» фазы соответственно

$$P'_{\pi} = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{кз}}{6} \right). \quad (10.32)$$

$$P''_{\pi} = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{кз}}{6} \right). \quad (10.33)$$

где $\xi_{кз}$ – коэффициент неравномерности нагрузки ($\xi_{кз} = 0,3$).

Результаты расчета по формулам (10.27) – (10.33) представим в таблице 10.4.

Таблица 10.4

$x'_{кз}$, о.е.	U_6 , кВ	S_6 , МВА	$x_{кз}$, Ом	P_{π} , кВт	P'_{π} , кВт	P''_{π} , кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
5,71	10,5	1000	0,63	2333	992	1342	160,4	101,0	0,96

Из данных таблицы 10.4 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений (2%), регламентированных [32].

10.4 Провалы напряжения при пуске двигателей

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

Ввиду большого количества синхронных двигателей на предприятии принято решение рассмотреть установку устройств для их плавного пуска серии УБПВД-ВЦ. Применение устройства плавного пуска серии УБПВД-ВЦ дает следующие преимущества [33]:

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

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

Выбор устройства УБПВД-ВЦ производится согласно условиям:

- по номинальному выходному напряжению

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

$$10 = 10 \text{ кВ} .$$

- по максимальной мощности запускаемого двигателя

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

$$2000 \geq 1250 \text{ кВт} ;$$

- по номинальному току

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

$$250 > \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,90} = 84,4 \text{ А} .$$

Согласно рассмотренным условиям принимаем к установке УБПВД-ВЦ-10-250 [30].

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

Выводы по разделу десять

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, колебания напряжения, несимметрия напряжения. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Согласно ПУЭ [1] для трансформаторов ТРДН-40000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза;
- газовая защита.

11.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной с помощью цифрового терминала Seram T87 [34]. Она включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки I_{ds} ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка I_d/I_1 ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка I_d/I_2 ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{d\max}$;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср1}}$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 200,8 \text{ А.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-300-0,5/10Р:
 $I_{1Н} = 300 \text{ А}$, $I_{2Н} = 5 \text{ А}$.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

– на стороне НН

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср2}}.$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 2199,4 \text{ А.}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-3000-0,5/10Р: $I_{1Н} = 3000 \text{ А}$,
 $I_{2Н} = 5 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$K_I^{ВН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}.$$

$$K_I^{ВН} = \frac{3000}{5} = 600.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$K_I^{НН} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}.$$

$$K_I^{НН} = \frac{3000}{5} = 600.$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{Т.Н} < I_{ТТ.Н} < 2,5 \cdot I_{Т.Н}.$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 200,8 < 300 < 2,5 \cdot 200,8 \text{ А.}$$

$$20,1 < 300 < 502,0 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 2199,4 < 3000 < 2,5 \cdot 2199,4 \text{ А.}$$

$$219,9 < 3000 < 5498,6 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$X_{Т.В}^{(1)*} = \left(0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100} \right) \frac{S_6}{S_{Т.Н}}$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$$X_{Т.В}^{(1)*} = \left(0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100} \right) \frac{1000}{40} = 4,29.$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$X^* = X_c^* + X_{вл}^* + K_1 \cdot X_{Т.В}^{(1)*}$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее базисной мощности

$$X_6 = \frac{U_6^2}{S_6}$$

$$X_6 = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 13,2.$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X^* = 0,40 + 0,39 + 1,3 \cdot 4,29 = 6,37.$$

То же в именованных единицах

$$X = 6,37 \cdot 13,2 = 84,3 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжением, В;

A – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

$$I_{\text{бр.нам.ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 84,3} = 1549,1 \text{ А.}$$

ТТ
Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока

$$K_{10} = \frac{I_{\text{бр.нам.ампл}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}$$

$$K_{10} = \frac{1549,1}{\sqrt{2} \cdot 300} = 3,65 < 6,72.$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть $K_{10} \geq 20$. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ

$$R_{\text{нагр}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}}$$

где $R_{\text{к}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{\text{вх.терм}}$ – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_{\text{к}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{к}}}{S_{\text{к}}}$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, Ом·мм²/м.

$$R_{\text{к}} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для $R_{\text{нагр}} = 0,64 \text{ Ом}$ определяем $K_{10} = 42 > 20$. Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$K_{10} = \frac{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ТТ.Н}}^{\text{ВН}}} \cdot K'_{10}$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

$$K_{10} = \frac{200,8}{300} \cdot 20 = 13,4 < 42.$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{бр.нам.ампл} < 8 \cdot I_{Т.н}.$$

$$1549,1 < 8 \cdot 200,8 \text{ А.}$$

$$1549,1 < 1606,4 \text{ А.}$$

Следовательно, применяется традиционное торможение.

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{ds.мин} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right).$$

где $\Delta U_{рпн}$ – диапазон регулирования напряжения, %;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ.

$$I_{ds.мин} = 1,1 \cdot \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34.$$

Принимаем к установке $I_{ds.мин} = 34 \%$.

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right).$$

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,1 \cdot \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45.$$

Принимаем к установке $I_d / I_{t1} = 45 \%$.

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot I_{бр.нам.ампл}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{t1}}.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

96

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 3,65^{\frac{4}{3}} \cdot 0,45 = 3,91.$$

Принимаем к установке $SLP = 3,0$.

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70 \%$$

Принимаем $I_d / I_{t2} = 65 \%$.

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.макс} > K_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл*} \cdot$$

$$I_{d.макс} > 1,4 \cdot 3,65 \text{ А.}$$

$$I_{d.макс} > 5,1 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.макс} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{к.макс.вн} \cdot$$

где $K_{нб}$ – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания; $K_{нб} = 0,7$ при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5А;

$I_{к.макс.вн}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{I_{к3}^{(3)}}{K_{тн}} \cdot$$

где $K_{тн}$ – коэффициент трансформации.

$$I_{к.внеш.макс}^{ВН} = \frac{14 \cdot 10^3}{11} = 1272,7 \text{ А.}$$

что соответствует кратности

$$K = \frac{1272,7}{200,8} = 6,34 \cdot I_{н1} \cdot$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d.макс} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,34 \cdot I_{н1} = 5,33 \cdot I_{н1} \cdot$$

Принимаем к установке $I_{d.макс} = 5 \cdot I_{н1} \cdot$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

- $I_{2f}/I_{1f} = 15\%$ с поперечной блокировкой;
- $I_{5f}/I_{1f} = 35\%$ с пофазной блокировкой.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к3}}^{(2)}}{I_{\text{дс.мин}}} \geq 2.$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне.

$$K_{\text{ч}} = \frac{12100}{0,34 \cdot 200,8 \cdot 11} = 16,1 \geq 2.$$

На рисунке 11.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты Seram T87 для защиты трансформатора ТРДН-40000/110/10/10.

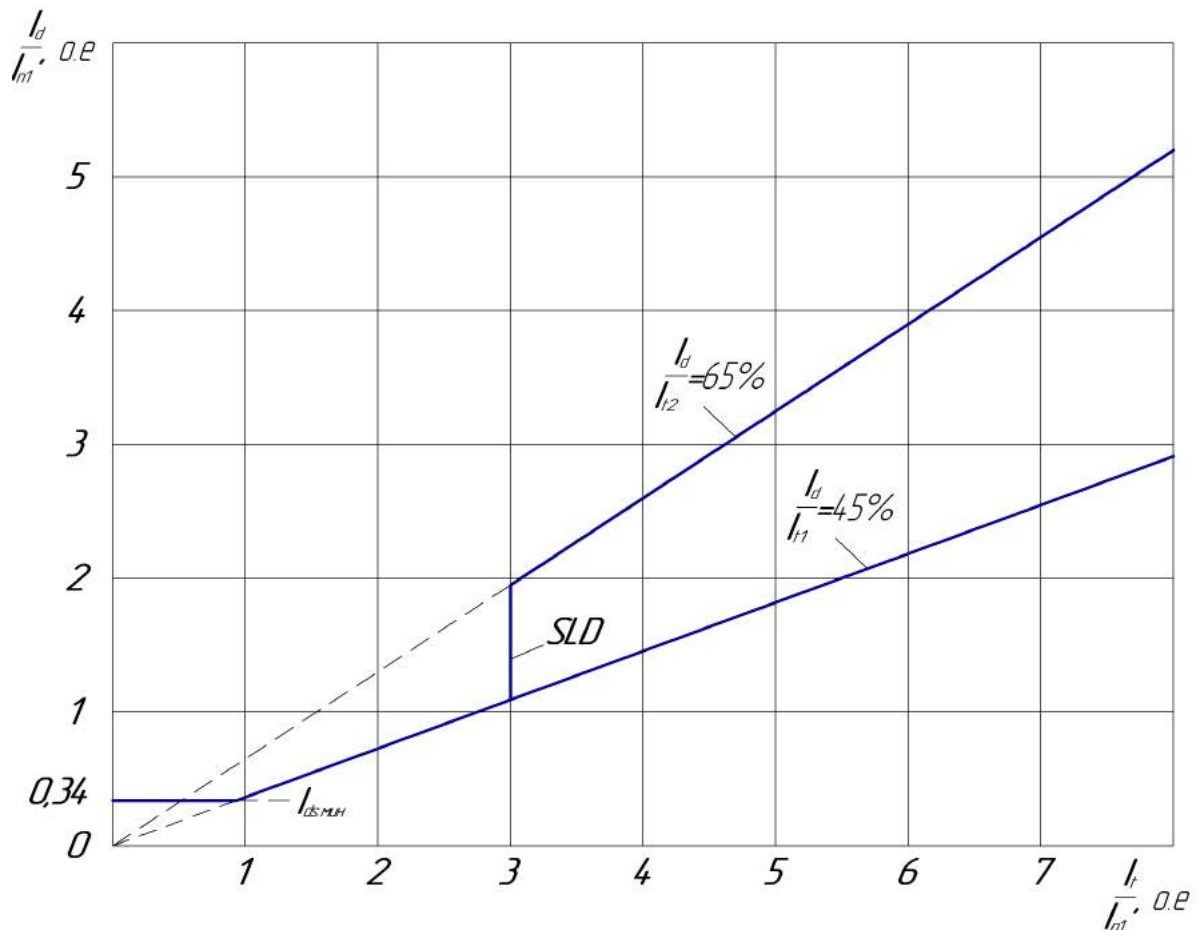


Рисунок 11.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты Seram T87 для защиты трансформатора ТРДН-40000/110/10/10

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

11.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты Seram T20 (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме [35]

$$I_{r.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{т.н}^{нн} \quad (11.1)$$

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

K_B – коэффициент возврата защиты;

$K_{з.п}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{т.н}^{нн}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А;

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2} \quad (11.2)$$

$$I_{т.н}^{нн} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1154,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{r.Q2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 1154,7 = 1815,4 \text{ А.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{r.Q2} = 1815,4$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q2} = 9$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q2} = 18154$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (11.3)$$

$$T_{MS} = \frac{9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,03.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

99

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (11.4)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,03}{1,05^{0,02} - 1} = 434,5 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (11.1) – (11.4) сводим в таблицу 11.1.

Таблица 11.1

Выкл.	Защита от перегруза трансформатора на стороне НН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	7,7
Q2, Q3	9,0	18154	SIT	3,03	$\frac{434,5}{1906}$	$\frac{30,4}{3631}$	$\frac{19,1}{5446}$	$\frac{11,6}{10892}$	$\frac{9,0}{18154}$	$\frac{10,2}{14000}$

11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot K_{c3п} \cdot I_{T.H}^{HH} \quad (11.5)$$

где $K_{H.O}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 1154,7 = 2074,8 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sd.cekц} + \Delta t \quad (11.6)$$

где Δt – ступень селективности, с.

$$t_{sd.Q2} = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Δ/Y_0 трансформатора коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{sd.Q2}}. \quad (11.7)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{12100}{2074,8} = 5,83.$$

По результатам расчета по формулам (11.5) – (11.7), а также данным, представленным в таблице 11.1, на рисунке 11.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателях Q2, Q3.

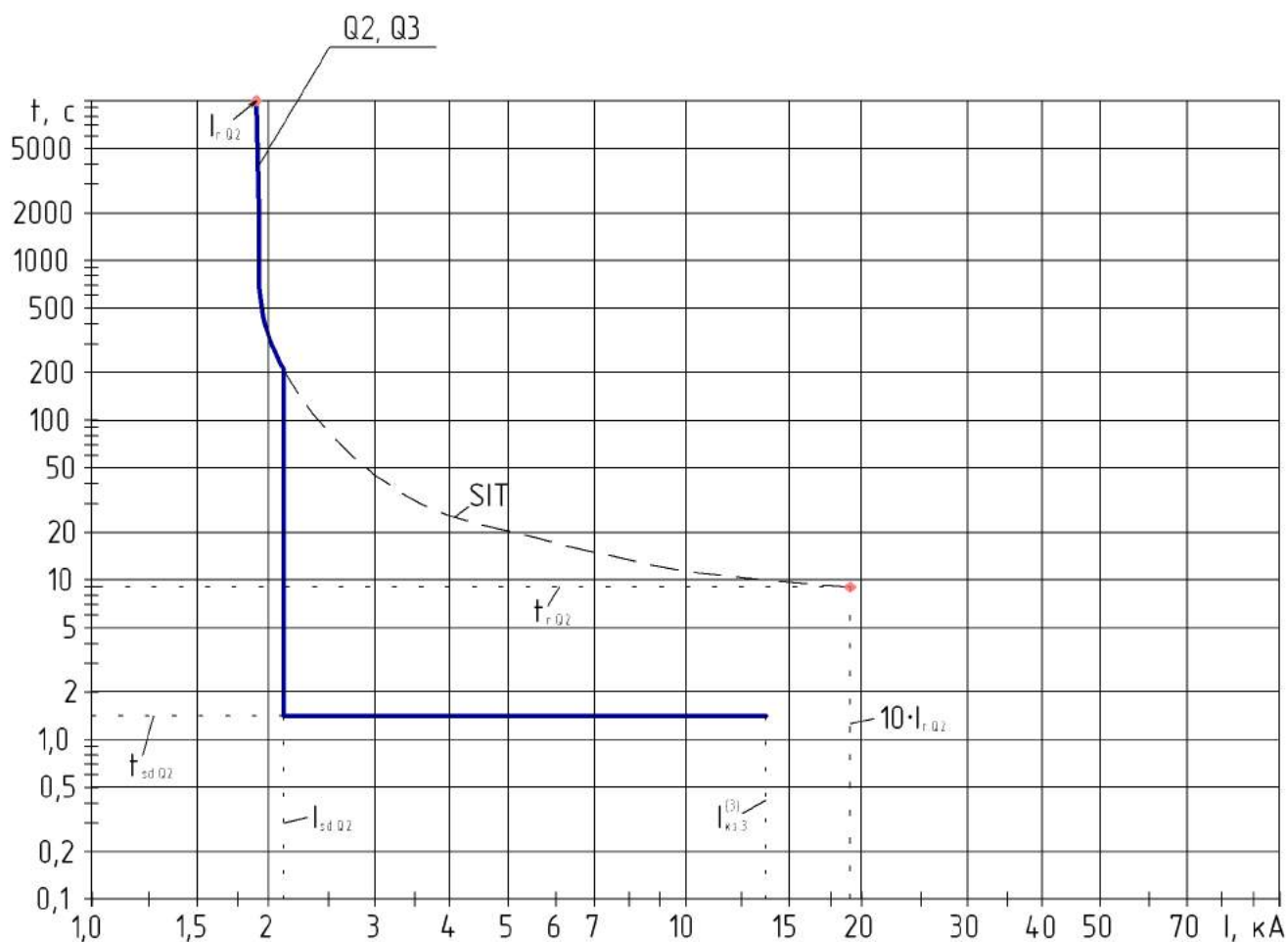


Рисунок 11.2 – Карта селективности

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

11.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле типа Seram T20. Реле включается во вторичные цепи трансформатора тока.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot K_{з.п} \cdot I_{Т.Н}^{BH} \quad (11.8)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{BH} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (11.9)$$

$$I_{Т.Н}^{BH} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 209,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты срабатывания селективной токовой отсечки

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 209,9 = 377,2 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.Q2} + \Delta t \quad (11.10)$$

$$t_{sd.Q1} = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$K_{ч.co} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{K_{ТН} \cdot I_{sd.Q1}} \quad (11.11)$$

$$K_{ч.co} = \frac{12100}{11 \cdot 377,2} = 2,92 > 1,5.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

При уставке тока $I_{sd.Q1} = 377,2$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{sd.Q1} = 1,8$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q1} = 3772$ А.

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}. \quad (11.12)$$

$$T_{MS} = \frac{1,8 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,61.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,1$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (11.13)$$

$$t_{sd}(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,61}{1,1^{0,02} - 1} = 44,5 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (11.9) – (11.13) сводим в таблицу 11.2. По результатам, представленным в таблице 11.2, на рисунке 11.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q1.

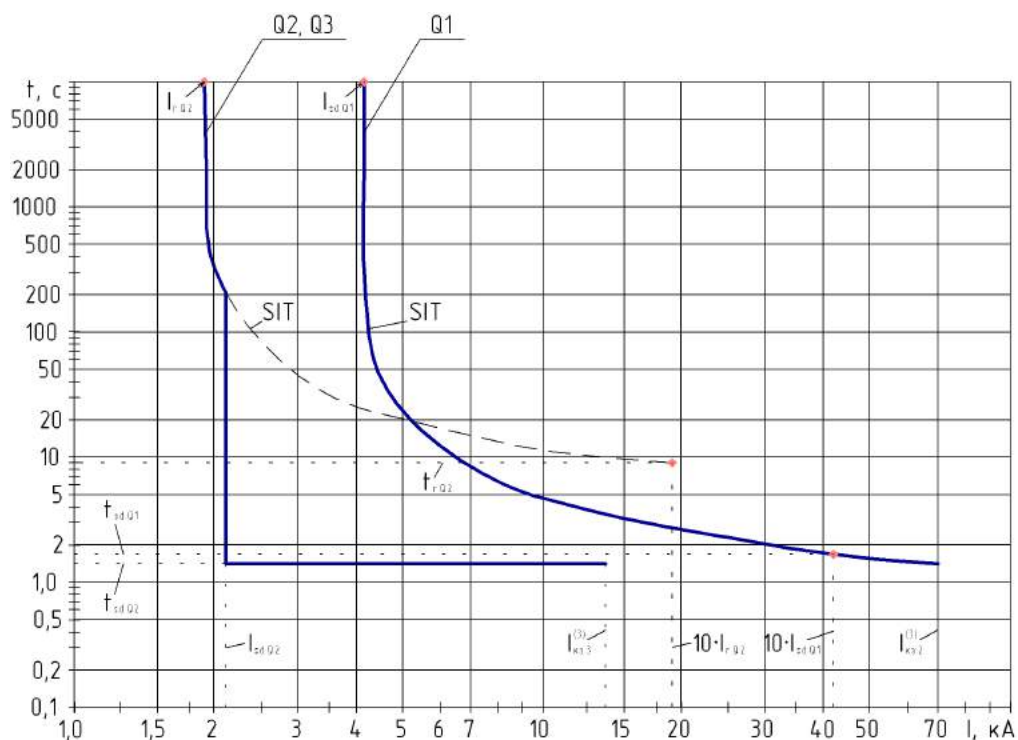


Рисунок 11.3 – Карта селективности

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Таблица 11.2

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_{sd} , с	$10 \cdot I_{sd}$, А			1,1	2	3	6	10	16,7
Q1	1,8	3772	SIT	0,61	$\frac{44,5}{415}$	$\frac{6,1}{754}$	$\frac{3,8}{1132}$	$\frac{2,3}{2263}$	$\frac{1,8}{3772}$	$\frac{1,5}{6300}$

11.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле.

Для реализации газовой защиты применяем реле типа РГТ-80, которое имеет только отключающий контакт. Уставку скоростного элемента принимаем равной 0,65 м/с.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM T87, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор.

11.6 Защита от перегрева

Защиту от перегрева печного трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Sepam T87. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		104

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе произведен выбор и расчет уставок релейной защиты и автоматики на базе микропроцессорных терминалов Seram для трансформатора главной понизительной подстанции типа ТРДН-40000/110/10/10.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

12.1 Построение дерева целей проекта

Дерево целей представляет собой структурную модель (рисунок 12.1), 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 [36].



Рисунок 12.1 – Дерево целей проекта

12.2 Качественный анализ вариантов технических решений

Осуществим SWOT анализ ранее выбранных вариантов схем внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ. Для этого составим матрицу, в квадрантах которой приведём сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, его возможности (O) и угрозы (T) существованию на предприятии.

SWOT-анализ схем внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ представим на рисунках 12.2 и 12.3 соответственно.

S:	W:
<ul style="list-style-type: none"> 1 Запас мощности, рассчитанный на перспективное развитие производства, по причине выбора воздушной линии по экономической плотности 2 Снижение потерь напряжения в элементах сети в сравнении с вариантом схемы на 35 кВ. 3 Снижение потерь мощности в элементах сети в сравнении с вариантом схемы на 35 кВ. 4 Снижение потерь электроэнергии в элементах сети в сравнении с вариантом схемы на 35 кВ. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 Существенное увеличение капитальных затрат по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ. 2 Значительно больше токи короткого замыкания по сравнению с вариантом схемы на 35 кВ.
O:	T:
<ul style="list-style-type: none"> 1 Широкий ассортимент электрооборудования. 2 Высокая зависимость предприятия от энергоресурсов. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 Нехватка инвестиций при реализации проектов на предприятии. 2 Высокие тарифы на энергоресурсы.

Рисунок 12.2 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ

S:	W:
<ul style="list-style-type: none"> 1 Низкие капитальные затраты по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 2 Меньшая охранная зона воздушных линий электропередач по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 3 Быстрый монтаж по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 Увеличенные потери напряжения в элементах сети по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 2 Увеличенные потери мощности в элементах сети по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ. 3 Увеличенные потери электроэнергии по сравнению с вариантом схемы на 110 кВ.
O:	T:
<ul style="list-style-type: none"> 1 Широкий ассортимент электрооборудования. 2 Высокая зависимость предприятия от энергоресурсов. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 Нехватка инвестиций при реализации проектов на предприятии. 2 Высокие тарифы на энергоресурсы.

Рисунок 12.3 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ

Качественный анализ вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия дополнил ранее произведенные экономические сопоставления, по результатам которого можно сделать вывод об обоснованности ранее принятой величины напряжения равной 110 кВ.

12.3 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

План реализации одной из целей проекта, а именно проведение энергоаудита представлен в таблице 12.1. Комплекс работ по реализации проекта показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ.

По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ (таблица 12.1).

Таблица 12.1 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель	Кол-во исполн.	Продолжительность этапа, месяц, 2017 год												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Создание проекта реконструкции системы электроснабжения компрессорной	ОГЭ	1													
Разработка технического задания на проект системы электроснабжения компрессорной станции	ОГЭ	1													
Выбор оборудования по проекту реконструкции системы электроснабжения компрессорной	ОГЭ	1													
Сбор сведений о поставщиках	Отдел снабжения	2													
Проведение тендера на приобретение продукции по проекту реконструкции системы электроснабжения компрессорной	Отдел снабжения	1													
Оформление договоров на поставку нового оборудования по проекту реконструкции системы электроснабжения компрессорной	Отдел снабжения	2													
Подбор квалифицированного персонала	Отдел кадров	1													
Демонтаж старого оборудования	ОГЭ	2													
Монтаж и наладка оборудования для реконструкции системы электроснабжения компрессорной	ОГЭ	2													
Ввод оборудования в эксплуатацию	ОГЭ	2													

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Соотношение влияний движущих сил реализации целей проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, показано на схеме поля сил (рисунок 12.4).

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

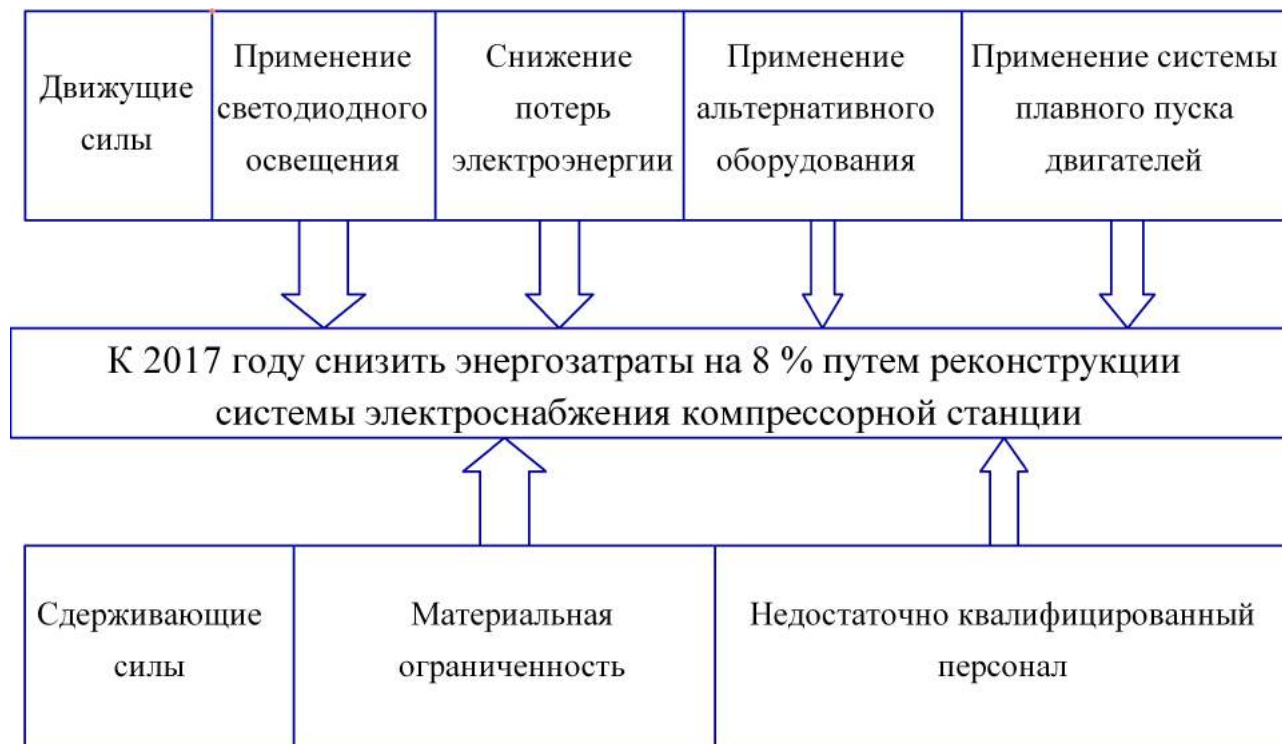


Рисунок 12.4 – Поле сил изменений системы при реализации проекта на предприятии

Таким образом, видно, что на данном предприятии движущие силы сильнее сдерживающих, что, безусловно, относится к положительным моментам.

12.4 Объёмы продукции и услуг по обеспечению основного производства

Годовой объем потребления электроэнергии на предприятия найдем как сумму следующих составляющих:

Электроэнергия для нужд основного производства:

$$W_{\Pi} = P_c \cdot n \cdot F_n + 0,015 \cdot P_c \cdot n \cdot F_b,$$

где P_c - средняя нагрузка предприятия за наиболее загруженную смену, кВт;

$n = 2$ - количество смен;

$F_n = 2000$ - номинальный фонд рабочего времени, ч;

$F_b = 920$ - время работы оборудования в выходные и праздничные дни, ч.

$$W_{\Pi} = 33718 \cdot 2 \cdot 2000 + 0,015 \cdot 33718 \cdot 2 \cdot 920 = 135,8 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Электроэнергия для нужд освещения:

$$W_o = P_{mo} \cdot T_o,$$

где P_{mo} - максимум нагрузки осветительных установок, кВт;

T_o - число часов использования максимума нагрузки осветительных установок, ч/год;

$$W_o = 904 \cdot 2200 = 2,0 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Потери электроэнергии в схеме внутреннего электроснабжения за год:

$$\Delta W = 1,3 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Годовой объем потребления электроэнергии:

$$W_r = W_{п} + W_o + \Delta W.$$

$$W_r = 135,8 \cdot 10^6 + 2,0 \cdot 10^6 + 1,3 \cdot 10^6 = 139,1 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

12.5 Планирование труда и заработной платы

12.5.1 Планирование использования рабочего времени

Планирование осуществляется составлением балансов рабочего времени отдельно по группам рабочих с одинаковым режимом работы и в расчете на одного человека.

Таблица 12.2 - Планирование использования рабочего времени

Состав фонда времени	Эксплуатационный персонал		Ремонтный персонал	
	В днях	В часах	В днях	В часах
Календарное время	122	2920	365	2920
Нерабочие дни:			114	920
праздничные	0	0	10	80
выходные	0	0	104	840
Номинальный фонд времени, (F_n)	122	2920	251	2000
Планируемые невыходы рабочих:			34,0	272,3
Основной и дополнительные отпуска	24,0	192,0	24,0	192,0
Отпуска учащихся (0,5% от F_n)	0,6	14,6	1,3	10,1
Болезни (3,5% от F_n)	4,3	102,2	8,8	70,3
Выполнение гос.дел (0,5% от F_n)	0,6	14,6	1,3	10,1
Планируемые внутрисменные потери	0,6	14,6	1,3	10,1
Эффективный фонд рабочего времени (F_n)	91,6	2198,0	213,7	1725,6
Средняя продолжительность рабочего дня	-	18,0	-	8,0
Коэффициент использования (K_n)	0,8	-	0,9	-

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

110

12.5.2 Планирование численности рабочих энергохозяйства

Для планирования численности рабочих необходимо определить суммарную ремонтосложность электрохозяйства

$$\sum R = \sum_{i=1}^n R_i \cdot m_i .$$

где R_i - ремонтосложность i -го элемента схемы в условных единицах;
 m_i - число однотипных элементов i -го вида в схеме;
 n - число элементов схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Все расчеты представлены в таблице 12.3.

Также в таблице 12.3 определены следующие величины:

– количество текущих ремонтов за ремонтный цикл по i -му элементу схемы

$$n_{Ti} = \frac{F_{Ci}}{F_{Ti}} - 1 ,$$

где F_{Ci} , F_{Ti} - продолжительность межремонтного периода между средними и текущими ремонтами соответственно по i -му элементу схемы в месяцах;

– количество средних ремонтов за ремонтный цикл

$$n_{Ci} = \frac{T_{Цi}}{F_{Ci}} ,$$

где $T_{Цi}$ - длительность ремонтного цикла в месяцах;

– годовое время на текущий и средний ремонт i -го однотипного электрооборудования и сетей по схеме внешнего и внутреннего электроснабжения в часах за год

$$F_{Ti} = \frac{12(1,2 \cdot n_{Ti} + 7,0 \cdot n_{Ci}) \cdot \sum_1^m R_i}{\gamma \cdot T_{Цi}} ,$$

где 1,2 и 7,0 – нормы времени на текущий и средний ремонт соответственно, в часах на условную единицу ремонтосложности;

$\gamma = 0,6$ – коэффициент, зависящий от сменности работы электрооборудования.

Таблица 12.3 – Ремонтосложность электрооборудования

Наименование	m_i	R_i у.е.р.	R , у.е.р.	F_{Ci} , месяц	F_{Ti} , месяц	$T_{Цi}$ месяц	n_{Ti}	n_{Ci}	F_{pi} , ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Силовой трансформатор ТРДН-40000/110/10/10	2	85,0	170	-	12	120	9	-	306
Выключатель элегазовый	2	40,0	80	-	12	120	9	-	144
Разъединители	12	25,0	300	-	12	120	9	-	540
ОПН-110	14	10,0	140	-	12	120	9	-	252
Вакуумный выключатель ВВЭ-10	76	16,0	1216	-	12	36	2	-	1621
Трансформатор тока ТЛК-10	76	14,0	1064	-	12	36	2	-	1419
Ограничитель перенапряжения ОП-10	8	7,0	56	-	12	36	2	-	75
Трансформатора собственных нужд	2	20,0	40	-	12	36	2	-	53
Трансформаторы ТМГ-1600	6	20,0	120	-	12	180	14	-	224
Трансформаторы ТМГ-1000	6	18,0	108	-	12	180	14	-	202
Трансформаторы ТМГ- 630	7	16,0	112	-	12	180	14	-	209
Трансформаторы ТМГ- 400	4	11,0	44	-	12	180	14	-	82
КТП 2х1600 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	6	15,0	90	8	2	120	3	15	1629
шкаф секционный	3	15,0	45	8	2	120	3	15	815
шкаф линейный	16	15,0	240	8	2	120	3	15	4344
КТП 2х1000 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	6	15,0	90	8	2	120	3	15	1629
шкаф секционный	3	15,0	45	8	2	120	3	15	815
шкаф линейный	18	15,0	270	8	2	120	3	15	4887
КТП 2х630 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	7	15,0	105	8	2	120	3	15	1901
шкаф секционный	4	15,0	60	8	2	120	3	15	1086
шкаф линейный	21	15,0	315	8	2	120	3	15	5702
КТП 2х400 кВА:									
шкаф вводной 0,4 кВ	4	15,0	60	8	2	120	3	15	1086
шкаф секционный	2	15,0	30	8	2	120	3	15	543
шкаф линейный	12	15,0	180	8	2	120	3	15	3258
Синхронные двигатели 10 кВ мощностью 1250 кВт	10	22,0	220	12	6	120	1	10	2611
Индукционные печи 10 кВ мощностью 2500 кВт	8	30,0	240	12	6	120	1	10	2848
Дуговые сталеплавильные печи 10 кВ мощностью 3500 кВт	6	40,0	240	12	6	120	1	10	2848
Батареи конденсаторов 10 кВ	2	35,0	70	12	6	120	1	10	831
Автоматические выключатели на ток 400 А	80	2,0	160	12	6	120	1	10	1899
Автоматические выключатели на ток 160 А	90	1,5	135	12	6	120	1	10	1602

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

112

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

Окончание таблицы 12.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Автоматические выключатели на ток 100 А	65	1,0	65	12	6	120	1	10	771
Автоматические выключатели на ток 630 А	85	2,5	212,5	12	6	120	1	10	2522
Светильники с лампами накаливания в нормальном исполнении (на 10 шт.)	320	0,5	160	12	6	-	1	1	2187
Светильники многоламповые с люминисцентными лампами (на 10 шт.)	410	1,5	615	12	4	-	2	1	9635
Светильники одноламповые с люминисцентными лампами (на 10 шт.)	310	1,0	310	12	4	-	2	1	4857
Панели распределительных щитов на 10 трехфазных групп	150	4,0	600	8	2	120	3	15	10860
Осветительные щитки на 6 групп	120	1,5	180	8	2	120	3	15	3258
Силовые и осветительные сети напряжением 380 В (на 100 пог. м)	80	3,0	240	9	3	144	2	16	3813
Кабельные линии в земле сечением 70 мм ² (на 100 пог. м)	40	7,0	280	12	3	168	3	14	3387
Кабельные линии в земле сечением 95 мм ² (на 100 пог. м)	50	7,0	350	12	3	168	3	14	4233
Кабельные линии в земле сечением 150 мм ² (на 100 пог. м)	120	7,0	840	12	3	168	3	14	10160
Кабельные линии в земле сечением 240 мм ² (на 100 пог. м)	18	5,0	90	12	3	168	3	14	1089
Шинопроводы напряжением 380 В	110	3,0	330	9	3	72	2	8	5353
Статические конденсаторы	44	15,0	660	6	3	48	1	8	15730
Прочее оборудование	350	4,0	1400	12	6	120	1	10	16613
Итого:	2785		12378						139926

Планирование численности эксплуатационного персонала производится по нормам обслуживания электрохозяйства. Результаты расчетов представлены в таблице 12.4.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ				Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата					113

Таблица 12.4 – Планирование численности эксплуатационного персонала

Наименование показателей, коэффициентов и норм	Величина	Единица измерения
1 Норма обслуживания электрохозяйства в условных единицах ремонтосложности	900	у.е.р./чел.
2 Суммарная ремонтосложность общезаводской части электрохозяйства	12378	у.е.р.
3 Число смен работы электрооборудования	2	у.е.р.
4 Численность эксплуатационного персонала в расчете на смену	14	чел.
5 Явочный состав эксплуатационного персонала	28	чел.
6 Списочный состав эксплуатационного персонала	38	чел.

Итак, списочная численность эксплуатационного персонала $Ч_c^э = 38$ чел.

Планирование численности ремонтного персонала осуществляется следующим образом:

Явочный состав ремонтного персонала:

$$Ч_я^р = \frac{F_\Sigma}{K_n \cdot F_n},$$

где F_Σ – суммарное время на ремонт всех элементов схемы электроснабжения в часах за год (таблица 12.4).

$K_n = 1,15$ – планируемый коэффициент перевыполнения норм по длительности ремонта;

F_n – номинальный фонд рабочего времени в часах на одного человека за год.

$$Ч_я^р = \frac{139926}{1,15 \cdot 2000} = 61 \text{ чел.}$$

Списочный состав ремонтного персонала:

$$Ч_c^р = \frac{Ч_я^р}{K_{и}},$$

где $K_{и}$ – коэффициент использования эффективного фонда рабочего времени;

$$Ч_c^р = \frac{61}{0,86} = 71 \text{ чел.}$$

Списочный состав ремонтного персонала увеличивается на количество занятых в выходные и праздничные дни. В эти дни имеет место «провал» графика нагрузки, и поэтому проводится часть ремонтных работ.

Принимаем, что в первую смену работает 60%, а во вторую 40% от списочного состава ремонтного персонала, занятого по режиму пятидневной рабочей недели.

Тогда в первую смену выходит

$$71 \cdot 0,5 \cdot 0,6 = 22 \text{ чел.},$$

во вторую смену

$$29 \cdot 0,5 \cdot 0,4 = 14 \text{ чел.}$$

Общий списочный состав ремонтного персонала:

$$Ч_c^p = 71 + 22 + 14 = 107 \text{ чел.}$$

Общий списочный состав рабочих электрохозяйства:

$$Ч_p = Ч_c^p + Ч_c^p$$

$$Ч_p = 38 + 107 = 145 \text{ чел.}$$

12.5.3 Планирование численности персонала управления энергохозяйством

Планирование численности линейного и функционального персонала управления энергохозяйства осуществляется на основе его организационной структуры управления.

Примем следующие обозначения:

h_l – число уровней линейного руководства;

H_m, H_y, H_c – нормы управляемости у линейных руководителей энергохозяйства для мастеров, начальников участков, начальников цехов соответственно ($H_m = 12; H_y = 4, H_c = 2$);

$Ч_p$ – общий списочный состав рабочих электрохозяйства, чел.;

M – количество единиц электрооборудования и сетей по схеме СЭС;

P_v – норма управляемости руководителя высшего уровня ($H_v = 2$ для главного инженера в части энергохозяйства);

C – сменность работы в электрохозяйстве.

Численность мастеров ориентировочная

$$Ч_m^o = \frac{Ч_p}{H_m}.$$

$$Ч_m^o = \frac{145}{12} = 12 \text{ чел.}$$

Численность начальников участков ориентировочная

$$Ч_y^o = \frac{Ч_m^o}{H_y}.$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		115

$$\mathcal{C}_y^o = \frac{12}{4} = 3 \text{ чел.}$$

Численность начальников цехов ориентировочная

$$\mathcal{C}_ц^o = \frac{\mathcal{C}_y^o}{H_ц}$$

$$\mathcal{C}_ц^o = \frac{3}{2} = 2 \text{ чел.}$$

Численность персонала отдела главного энергетика

$$\mathcal{C}_{огэ} = 0,037 \cdot (\mathcal{C}_p + \mathcal{C}_м^o + \mathcal{C}_y^o + \mathcal{C}_ц^o)^{0,79} \cdot M^{0,064}$$

$$\mathcal{C}_{огэ} = 0,037 \cdot (145 + 12 + 3 + 2)^{0,79} \cdot 2785^{0,064} = 3 \text{ чел.}$$

Численность промышленно-производственного персонала

$$\mathcal{C}_{ппп} = \mathcal{C}_p + \mathcal{C}_м^o + \mathcal{C}_y^o + \mathcal{C}_ц^o + \mathcal{C}_{огэ}$$

$$\mathcal{C}_{ппп} = 145 + 12 + 3 + 2 + 3 = 165 \text{ чел.}$$

Число уровней линейного руководства

$$h_{л} = \frac{\lg \mathcal{C}_{ппп} - \lg H_м - \lg C + \lg H_в}{\lg H_ц^{\min}}$$

$$h_{л} = \frac{\lg 145 - \lg 12 - \lg 3 + \lg 2}{\lg 2} = 4 \text{ ур.}$$

12.6 Планирование фонда заработной платы рабочих

Целью расчета является определение средней заработной платы и ее годовых фондов по категориям работающих (таблица 12.5).

Таблица 12.5 – Планирование заработной платы рабочих энергохозяйства

Элементы фонда заработной платы	Заработная плата, тыс. руб.	
	эксплуатационных рабочих	ремонтных рабочих
1	2	3
Фонд оплаты по тарифу за год	8434	34216
Доплаты до фонда часовой заработной платы:		
премиальные	2108	-

Окончание таблицы 12.5

1	2	3
оплата праздничных дней	76	513
за работу в ночное время	569	-
Итого часовой фонд заработной платы	11187	34730
Доплаты до дневного фонда заработной платы:		
за работу в праздничные дни	76	513
Итого дневной фонд заработной платы	11263	35243
Доплаты до годового фонда заработной платы:		
оплата отпусков	1253	3921
оплата за выполнение общественных и государственных обязанностей	66	205
Всего годовой фонд заработной платы рабочих	12582	39369
Средняя заработная плата	331	370

Фонд оплаты по тарифу определяется перемножением средних тарифных ставок (150 руб/ч – для эксплуатационного и 160 руб/ч – для ремонтного персонала), номинального фонда рабочего времени и явочной численности соответствующего вида персонала.

Премиальные доплаты до часового фонда заработной платы (за безаварийную работу, за экономию электроэнергии и т.д.) принимаются для эксплуатационного персонала в размере 25%, для ремонтных рабочих не учитываются.

Оплата праздничных дней осуществляется из расчета 50% ремонтных рабочих, занятых в праздничные дни. Тогда существующий средний размер оплаты за праздничные дни составит 1,5% к фонду оплаты по тарифу ремонтного персонала. Средний размер оплаты за праздничные дни эксплуатационного персонала принимается равным 0,9%, что соответствует работе 30% персонала.

Доплаты за работу в ночное время принимаются только для эксплуатационного персонала в размере 6,75% от оплаты по тарифу.

Оплата за работу в праздничные дни производится в двойном размере. Поэтому сумма доплат до дневного фонда в этой части соответствует оплате за праздничные дни, исчисленной в часовом фонде.

Доплаты до годового фонда определяются в процентах к дневному фонду заработной платы. Фонд тарифной платы, как и все доплаты к нему, исчисляется по отношению к фактическому числу рабочих дней в году. Поэтому процент невыходов на работу, приходящихся на отпуск и выполнение государственных и общественных обязанностей, следует пересчитать по отношению к фактическому числу рабочих дней в году.

Запланировано 9,6% невыходов на работу в связи с отпусками. Невыходы на работу из-за отпусков в процентах к фактически отработанному времени составляют $9,6/0,86 = 11,2\%$ (0,86 – коэффициент использования рабочего времени), что и принимается процентом доплат за отпуска к дневному фонду заработной платы.

Процент доплат за выполнение государственных и общественных обязанностей: $0,5/0,86 = 0,58\%$. Средняя заработная плата находится отношением годового фонда заработной платы данной группы персонала к ее списочному составу.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		117

12.7 Планирование фонда заработной платы персонала управления

Планирование осуществляется с учетом расчетов численности управленческого персонала и штатного расписания (таблица 12.6).

Таблица 12.6 – Расчет заработной платы персонала управления

Наименование должности	Кол-во штатных единиц	Месячный оклад, тыс.руб.	За год, тыс.руб.
ОГЭ			
Главный энергетик	1	50	600
Зам. главного энергетика по э/технической части	1	40	480
Начальник бюро планово-экономического бюро	1	40	480
Мастер	12	25	3600
Итого по ОГЭ:	15		5160

12.8 Планирование производительности труда

Определим ряд показателей производительности труда, применимых для электрохозяйства предприятия.

Производительность труда по ремонтно-механическому производству

$$N_{\text{эп}} = \frac{\Sigma R}{\text{Ч}_c^p}$$

где ΣR – объем работ в условных единицах ремонтосложности;

Ч_c^p – списочный состав ремонтного персонала, чел.,

$$N_{\text{эп}} = \frac{12378}{107} = 116 \text{ у.е.р./чел.}$$

Показатель трудоемкости

$$T_{\text{эп}} = \frac{F_{\Sigma}}{\Sigma R},$$

где F_{Σ} - суммарное время на ремонт, ч/год.

$$T_{\text{эп}} = \frac{139926}{12378} = 12 \text{ ч/у.е.р.}$$

Производительность труда по участку электрических сетей в форме штатного коэффициента:

$$K_{\text{шс}} = \frac{\text{Ч}_c^{\text{э}}}{\Sigma L},$$

где $\text{Ч}_c^{\text{э}}$ – списочный состав эксплуатационного персонала, чел.

$$K_{шс} = \frac{38}{6220} = 0,006 \text{ чел/м.}$$

Производительность труда по электрохозяйству в целом:

– штатный коэффициент

$$K_{шэ} = \frac{Ч_{ППП}}{P_{НОМ}},$$

где $Ч_{ППП}$ – численность промышленно-производственного персонала, чел.

$P_{НОМ}$ – установленная мощность электроустановок в СЭС завода, кВт.

$$K_{шэ} = \frac{145}{33718} = 0,004 \text{ чел/кВт.}$$

– коэффициент обслуживания

$$K_{обс} = \frac{P_{НОМ}}{Ч_{ППП}}$$

$$K_{обс} = \frac{33718}{145} = 233 \text{ кВт/чел.}$$

12.9 Калькуляция и смета текущих затрат на энергетическое обслуживание

В таблице 12.7 приведён расчёт себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Таблица 12.7 - Калькуляция текущих затрат на электроэнергетическое обслуживание

Показатели и статьи затрат	Величина	Единица измерения
1	2	3
1 Электроэнергия для технологических целей	135800000,0	кВт·ч/год
2 Заявленный максимум нагрузки	33718,0	кВт
3 Основная ставка тарифа	11509,3	руб./кВт год
4 Дополнительная ставка тарифа	1,3488	руб./ кВт·ч
5 Плата за электроэнергию по тарифу	790834,2	тыс.руб./год
6 Фактическое и заданное значения потребления реактивной мощности	0,5/ 0,5	-
7 Процент надбавки к плате за повышенное потребление реактивной мощности	-	%
8 Плата за электроэнергию с учетом надбавки	790834,2	тыс.руб./год
9 Основная и дополнительная заработная плата эксплуатационного персонала	12581,8	тыс.руб./год
10 Отчисления на социальные нужды (30%)	4906,9	тыс.руб./год

Окончание таблицы 12.7

1	2	3
11 Расходы на содержание и эксплуатацию электрооборудования, в том числе:		
а) содержание оборудования в части материалов и запчастей для ремонта (1% от КЭ)	676,2	тыс.руб./год
б) амортизация оборудования (8% от КЭ)	5409,2	тыс.руб./год
в) основная и дополнительная заработная плата ремонтного персонала с отчислениями на социальные нужды (39%)	54723,0	тыс.руб./год
12 Цеховые расходы, в том числе:		
а) заработная плата персонала управления электроцеха и служащих	3900,0	тыс.руб./год
б) содержание и текущий ремонт цеховых сооружений (0,25% от КЭ)	169,0	тыс.руб./год
13 Итого цеховых затрат	4069,0	тыс.руб./год
14 Обще заводские расходы в части зарплаты персонала ОГЭ	5160,0	тыс.руб./год
15 Прочие производственные расходы (1% от суммы зарплаты всего персонала)	812,7	тыс.руб./год
16 Итого производственных затрат	879173,0	тыс.руб./год
17 Полезно используемая электроэнергия	132500000,0	кВт · ч/год
18 Полные затраты по функции электроснабжения на единицу потребляемой электроэнергии	3,4	руб./ кВт · ч

Смета текущих затрат на электрическое обслуживание сведена в таблицу 12.8.

Таблица 12.8 – Смета текущих затрат на электроэнергетическое обслуживание

Элементы затрат	Сумма, тыс.руб.	Процент к итогу
1 Вспомогательные материалы (1,25% от КЭ)	845	0,1
2 Электроэнергия от энергосистемы	790834	88,9
3 Амортизация основных фондов (10% от КЭ)	6762	0,8
4 Заработная плата основная и дополнительная всех категорий промышленно-производственного персонала, включая ОГЭ	61011	6,9
5 Отчисления на социальные нужды (30%)	18303	2,1
6 Прочие расходы (20% от зарплаты)	12202	1,4
Итого	889957	100,0

Выводы по разделу двенадцать

В экономическом разделе разработано предложение по совершенствованию СЭС для повышения эффективности и качества работы энергохозяйства. Для достижения поставленной цели спланированы этапы реализации проекта.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		120

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассмотрим вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции (ГПП). ГПП является одним из основных звеньев системы электроснабжения тракторного завода, в то же время это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током.

13.1 Общая характеристика объекта

Распределительное устройство 110 кВ ГПП выполняется открытым, ввиду отсутствия агрессивной воздушной среды и дефицита территории под размещение, а также с точки зрения экономической целесообразности по сравнению с закрытым распределительным устройством.

ГПП максимально приближена к ранее рассчитанному центру электрических нагрузок (п.2.3) с учетом застройки территории, рельефа, геологии местности и розы ветров (лист 3 графической части).

Принятые к установке выключатели типа ВЭБ-110-40/1250У1 [13] отличаются элегазовой изоляцией и имеют существенные преимущества над масляными и воздушными выключателями, такие как:

- небольшие масса и габаритные размеры конструкции элегазовых выключателей в сочетании с бесшумной работой привода
- дуга гасится в замкнутом газовом объеме без доступа в атмосферу;
- безвредная для человека, экологически чистая, инертная газовая среда элегазового выключателя;
- увеличенная коммутационная способность элегазового выключателя;
- работа в режиме переключения больших и малых токов без возникновения перенапряжения;
- высокая надежность элегазового выключателя, межремонтный период составляет 15 лет;
- пожаробезопасность оборудования.

Для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токоведущих частей, находящихся под напряжением, в схеме электроснабжения предприятия предусмотрены разъединители горизонтально-поворотного типа РГ-110/110У1 [14]. На подстанции для релейной защиты и учета электрической энергии используются трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией марки ЗНОГ-110 [18] и трансформаторы тока типа ТВ-110, встроенные в ввода выключателя ВЭБ-110-40/1250У1 [13]. Для защиты электрооборудования оборудования ГПП от грозовых и коммутационных перенапряжений проектом предусмотрены ограничители перенапряжения типа ОПН-110/88 и ОПН-110/56 [15]. Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа. ЗРУ-10 кВ состоит из комплектных ячеек типа К-104М [23]. Данные ячейки подразделяются на: вводные, секционные, линейные, измерительные и ячейки с трансформаторами собственных нужд. Ячейки комплектуются вакуумными выключателями с электромагнитным приводом типа ВВЭ-10 [24].

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		121

Ввиду наличия на тракторном заводе дуговых сталеплавильных печей, генерирующих в сеть высшие гармоники, проектом предусмотрена установка в измерительные ячейки антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10 [26]. Данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность, реализуемое с помощью литой изоляции обмоток;
- сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности допобмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;
- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки трансформатора нулевой последовательности (ТНП).

13.2 Обеспечение электробезопасности на ГПП

13.2.1 Защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ в электроустановках

Для безопасного выполнения работ на главной понизительной подстанции должны применяться средства защиты от поражения электрическим током [37]. Номенклатура и количество средств защиты, используемых в электроустановках, должны удовлетворять требованиям «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [38]. Нормы комплектования ГПП защитными средствами представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения током

Наименование	Ед.изм.	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5
Штанги изолирующие	шт.	2	2	2
Клещи изолирующие	шт.	1	1	1
Указатели напряжения	шт.	2	2	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Перчатки диэлектрические	пара	2	не менее 2	не менее 2
Обувь диэлектрическая: а) галоши, б) боты	пара пара	2	1	2
Ковры диэлектрические резиновые, подставки изолирующие	шт.	по местным условиям		
Защитные щитки или очки	шт.	1	2	2

Окончание таблицы 13.1

1	2	3	4	5
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие; Плакаты предписывающие; Плакаты указательные.	шт.		по местным условиям	по местным условиям

13.2.2 Способы защиты от поражения электрическим током

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения [1, п.1.7.50]:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении [1, п.1.7.51]:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей.

Для защиты персонала от ошибочных действий при производстве ремонтных работ на ОРУ-110 кВ предусмотрена электромагнитная, замковая и механическая блокировка между основными и заземляющими ножами разъединителя РГ-110/110 У1, которая исключает возможность включения разъединителей при включенном выключателе. Наличие заземляющих ножей исключает применение переносных заземлителей, что повышает безопасность и снижает аварийность.

Все ячейки ЗРУ-10 кВ К-104М оснащаются механическими блокировки, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе.

С целью безопасной эксплуатации при размещении оборудования на ОРУ-110 кВ выдержаны минимальные изоляционные расстояния от токоведущих частей до элементов ОРУ [1, табл.4.2.5]:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2900 мм;
- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		123

13.2.3 Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ

Устройство контроля изоляции или общая неселективная сигнализация появления однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети, питаемой от сборных шин главной понизительной подстанции фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции выполняется с использованием трансформатора напряжения НАЛИ-10-СЭЩ (TV) и представлено на рисунке 13.2.

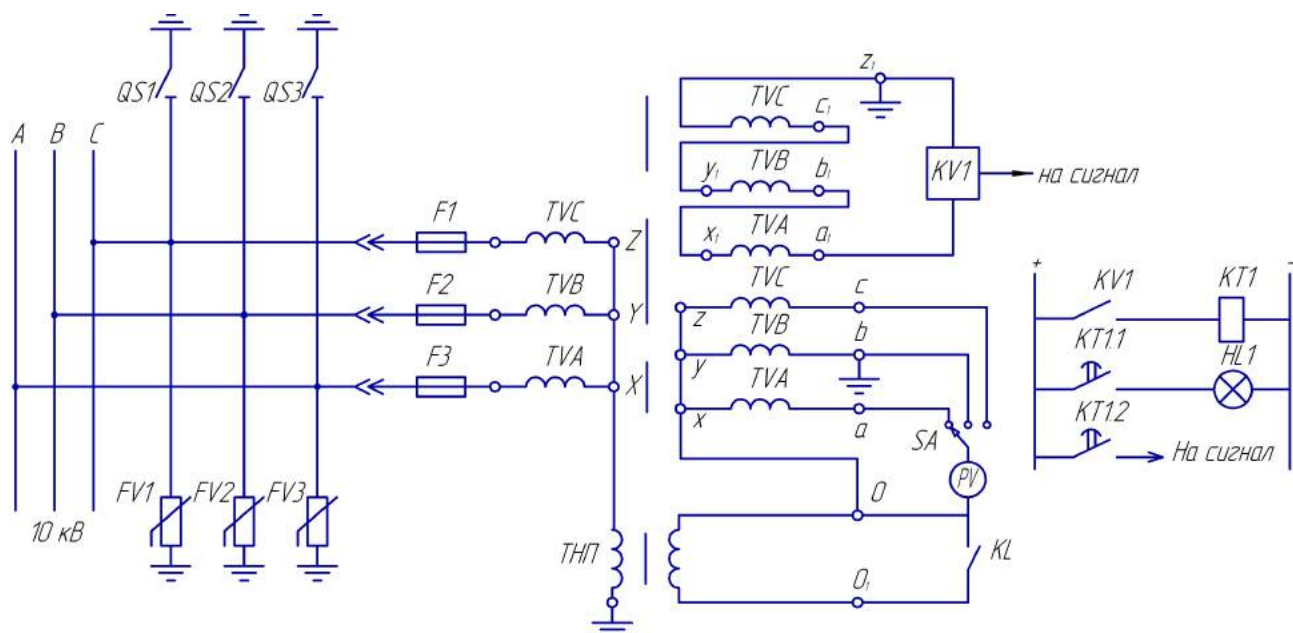


Рисунок 13.2 – Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ

Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_A , U_B и U_C на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует. При возникновении металлического ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_A становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_B и U_C увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$.

При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (реле KV1), имеющая уставку по напряжению $0,3 \cdot U_\phi = 30$ В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с, реализуемой с помощью реле времени KT1, срабатывает на сигнал, передаваемый в диспетчерский пункт, а также загорается сигнальная лампа HL1.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

124

При нормальном режиме работы сети реле КЛ обесточено, а его контакты КЛ шунтируют вторичную обмотку трансформатора нулевой последовательности (ТНП), обуславливая минимальное значение индуктивного сопротивления первичной обмотки трансформатора ТНП. При дуговых замыканиях, когда напряжение смещения нейтрали может значительно превысить фазное напряжение сети срабатывает реле КЛ, обеспечивая размыкание нормально замкнутых контактов КЛ, которые дешунтируют вторичную обмотку трансформатора ТНП. При этом индуктивное сопротивление первичной обмотки трансформатора ТНП резко возрастает, ограничивая ток (ток насыщения) первичной обмотки трансформатора НАЛИ-СЭЩ-10, защищая его от феррорезонанса.

Для защиты кабельных сетей (рисунок 13.3) используется трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10, магнитопровод которого надевается на трехфазный кабель. Ко вторичной обмотке трансформатора тока ТЗЛМ-10 подключают устройства защиты и сигнализации КА1.

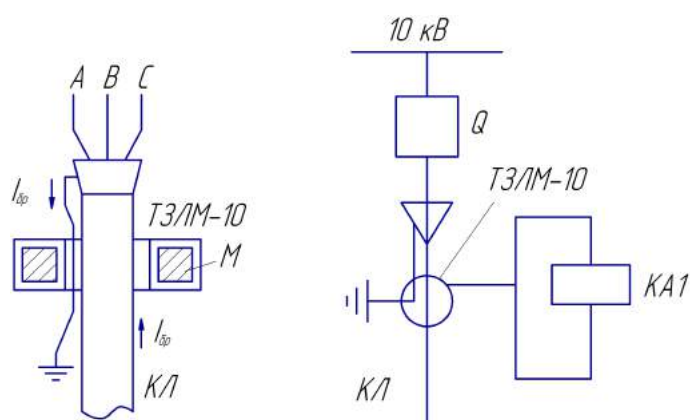


Рисунок 13.3 – Защита кабельных линий от ОЗЗ

По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи $I_{бр}$, проходя при этом через ТЗЛМ-10. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля выполняют изолированным проводом, пропущенным через окно ТЗЛМ-10 и заземленным ниже его. В результате ток $I_{бр}$ проходит через ТЗЛМ-10 дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику и погрешность от этого тока исчезает.

13.2.4 Защитное заземление

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок.

Площадь территории подстанции $S = 55,7 \times 34,8 = 1938 \text{ м}^2$ (лист 3).

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 100 \text{ Ом/м}$; $L = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 110 \text{ Ом/м}$.

Полное время отключения выключателя ВЭБ-110-40/1250 У1: $t_{об} = 0,055 \text{ с}$.

Определим наибольший ток через заземления при замыкании на землю со стороны 110 кВ.

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист
125

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТРДН-40000/110/10/10 представлена на рисунке 13.4.

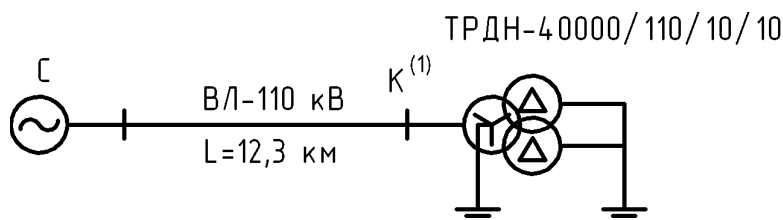


Рисунок 13.4 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3};$$

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);

$x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_c = 0,40;$$

$$x_l = 0,39.$$

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 13.5.

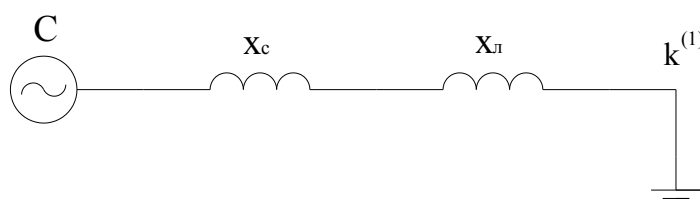


Рисунок 13.5 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 13.6).

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

126

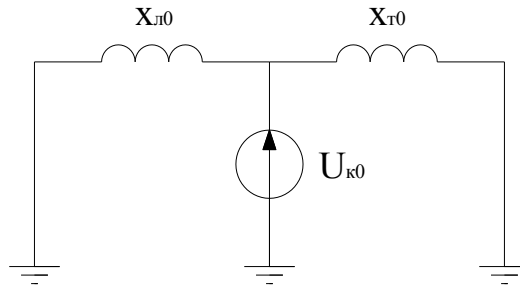


Рисунок 13.6 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле:

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л1}.$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,39 = 2,34$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}$$

$$x_{т0} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,92.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{2,34 \cdot 4,92}{2,34 + 4,92} = 1,59.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_3 = 0,79 + 0,79 + 1,59 = 3,17.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,17} = 4,75 \text{ кА.}$$

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_{033} \cdot \left(1 - \frac{x_0}{x_T} \right),$$

где $x_0 = 1,59$ Ом – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;

$x_T = 4,92$ Ом – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

$$I_3 = 4,75 \cdot \left(1 - \frac{1,59}{4,92} \right) = 3,21 \text{ кА.}$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{p.з} + t_{o.в},$$

где $t_{p.з}$ – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;

$t_{o.в}$ – полное время отключения выключателя ВЭБ-110-40/1250 У1, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,055 = 0,175 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [40].

Коэффициент прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}};$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1 / ρ_2 ;

$L_{г} = 360 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей;

$l_B = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя;

$a = 10 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}},$$

где $R_{ч} = 1000 \text{ Ом}$ – сопротивление тела человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1060} = 0,38.$$

$$K_{п} = \frac{0,5 \cdot 0,38}{\left(\frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{1938}} \right)^{0,45}} = 0,1.$$

Потенциал на земле

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп.}}{K_{п}}.$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.}$$

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

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

128

Сопrotивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

$$R_3 = \frac{4000}{3210} = 1,25 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_B}.$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1938}}{2 \cdot 5} = 17,6.$$

Принимаем $n_B = 18$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1938}} - 1 = 4,0.$$

Принимаем $m = 4$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1).$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1938} \cdot (4 + 1) = 440,2 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B.$$

$$L_B = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$b = \frac{\sqrt{1938}}{4} = 11,0 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

129

Относительная глубина

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1938}} = 0,13 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = 0,356 - 0,25 \cdot 0,14 = 0,321.$$

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 0,7$; $a/l_b = 2$ определяем:

$$\frac{1-t}{l_b} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26,$$

$$R_3 = 1 \cdot \rho_2.$$

$$R_3 = 1 \cdot 110 = 110 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,321 \cdot \frac{110}{\sqrt{1938}} + \frac{110}{440,2} = 1,052 \text{ Ом.}$$

$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{пр} = 0,1 \cdot 3210 \cdot 1,052 = 337,7 \text{ В.}$$

$$U_{пр} = 337,7 \text{ В} < U_{пр.доп.} = 400 \text{ В.}$$

13.3 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [41]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два одиночных стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами, устанавливаем на прожекторные мачты, причем, необходимо отметить, что согласно ПУЭ [1, п.4.5.141] электропроводку к прожекторным мачтам на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой, либо с кабелями без металлической оболочки в трубах.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		130

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0, r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 13.3.

Высота молниеотвода определяется по выражению:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

Высота молниеотводов М1 и М2

$$h_1 = h_2 = \frac{13,3 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 24,1 \text{ м.}$$

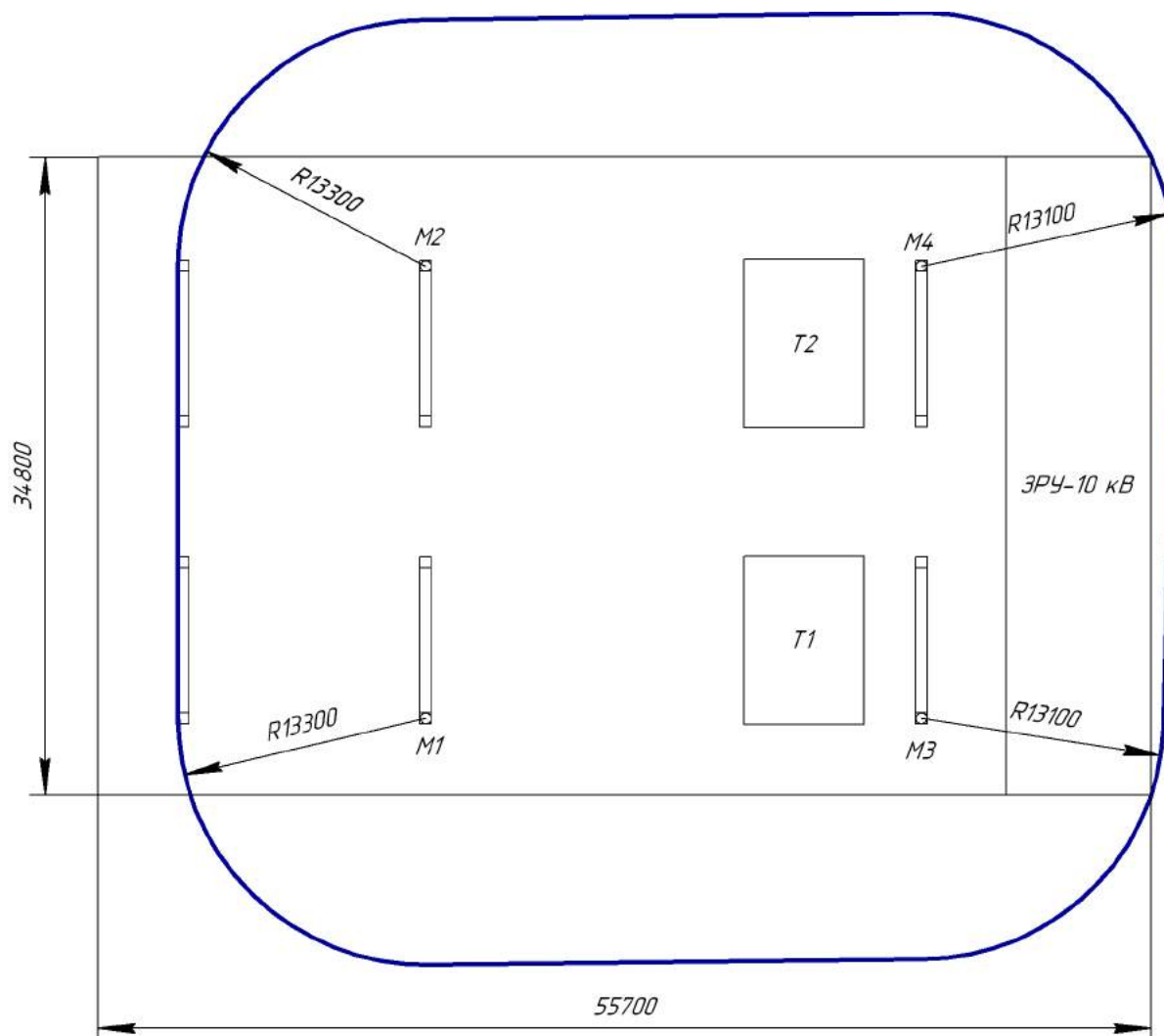


Рисунок 13.3 – Молниезащита ГПП

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист
131

Высота молниеотводов М3 и М4

$$h_3 = h_4 = \frac{13,1 + 1,63 \cdot 6,8}{1,5} = 16,1 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 24,1 = 22,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = h_{04} = 0,92 \cdot 16,1 = 14,8 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 22,2 = 33,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = r_{04} = 1,5 \cdot 14,8 = 22,2 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2}.$$

$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2}.$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(22,2 + 14,8)}{2} = 18,5 \text{ м.}$$

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(33,3 + 22,2)}{2} = 27,8 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М2

$$h_{c12} = \frac{(22,2 + 22,2)}{2} = 22,2 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = \frac{(33,3 + 33,3)}{2} = 33,3 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(14,8 + 14,8)}{2} = 14,8 \text{ м.}$$

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		132

$$r_{с34} = \frac{(27,8 + 27,8)}{2} = 27,8 \text{ м.}$$

13.4 Освещение главной понизительной подстанции

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 55,7 \cdot 34,8 = 1938 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [42].

Суммарный световой поток [43]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n;$$

где $k_3 = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1938 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 43605 \text{ лм.}$$

Для освещения принимаем светильники марки РКУ37-400-001У1 с технической характеристиками [43]:

– тип лампы – ДРЛ-400;

– КПД светильника $\eta = 0,60$;

– максимальная сила света $I_{\max} = 16000$ кд;

– световой поток лампы прожектора $\Phi_n = 24000$ лм.

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{43605}{24000 \cdot 0,60} = 3,2.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [43]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ

Лист

133

Согласно [42, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $\frac{I_{\max}}{H^2} = 700$.

Поэтому получаем

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

13.5 Требования безопасности в АКБ

Помещение, предназначенное для заряда аккумуляторных батарей (АКБ), относится к взрывоопасным класса В-Ia [1, п.4.4.2]. Поэтому светильники, устанавливаемые в АКБ, имеют взрывозащищенное исполнение, а один из светильников присоединен к сети аварийного освещения [1, п.4.4.13].

В помещении АКБ устанавливается общеобменная искусственную приточно-вытяжную вентиляцию. При этом предусматривается, чтобы производительность приточной вентиляции была на 5% меньше производительности вытяжной вентиляции.

Отсос газов производится как из верхней, так и из нижней части помещения со стороны, противоположной притоку свежего воздуха. Вентиляционные короба располагаются рядом с аккумуляторными батареями.

Кроме того выполняем естественную вытяжную вентиляцию, которая обеспечивает однократный обмен воздуха в час.

Вся система вентиляции выполняется автономной от других систем. Электродвигатель привода вентилятора размещаем вне помещения АКБ. Выброс воздуха осуществляем через шахту, превышение которой над кровлей 2 м. Шахта защищается от попадания в нее атмосферных осадков.

На дверях АКБ должны быть надписи: «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «С огнем не входить», «Курение запрещается».

13.6 Пожарная безопасность

Конструктивные элементы ОРУ: порталы, забор выполняются из негорючих материалов (железобетон, металл) [44]. По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [44, табл.1], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели ВВЭ-10.

Согласно [44, 45] с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения. Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не должны загружаться выше допустимых пределов, а при коротких замыканиях иметь достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость [46]. Силовые трансформаторы ТРДН-40000/110/10/10 оборудованы газовой

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		134

защитой, срабатывающей на сигнал и отключение. Согласно ПУЭ [1] трансформаторы указанных типов в послеаварийных режимах допускают перегрузки на 40 % по 6 часов в течение пяти суток, причем указанные 6 часов могут складываться из любого числа отдельных интервалов суточного графика нагрузок.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов выполняются маслоприемники. Объем маслоприемников определяется исходя из полной массы трансформатора, содержащегося в корпусе трансформатора. Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом. Маслоприемные устройства необходимо содержать в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы.

Фундаменты под маслonaполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов. Так же для предотвращения растекания масла выполняется подсыпка гравия. Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе негорючих со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельных траншеях. ЗРУ имеет 2 выхода по концам наружу, с самозапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа.

Двери ЗРУ должны иметь следующие габаритные размеры: ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м [1, п. 4.1.23]. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ. Перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения. В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ предусмотрена пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполняется на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С). Вблизи средств связи вывешиваются таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны). Для локализации очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [47]:

1 ОРУ-110 кВ:

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		135

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком выпускной квалификационной работы был произведён анализ литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок тракторного завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10 сечением 70, 95, 150, 185, 240 мм².

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, установленного на главной понижительной подстанции, типа ТРДН-40000/110/10/10. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

Приведены основные положения по безопасности жизнедеятельности в отношении действующих электроустановок, произведён расчет молниезащиты, освещения, защитного заземления главной понижительной подстанции предприятия. Также в работе рассматривались вопросы экономической деятельности предприятия.

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		136

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 2 Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей. – <http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>.
- 3 Каталог продукции АО «Уралэлектротяжмаш». – <http://www.uetm.ru/files/katalog.pdf>.
- 4 Экспертное заключение на предмет подтверждения соответствия функциональных показателей элегазовых выключателей типа ЗАР1DT-145/ЕК. – <http://www.fsk-ees.ru/common/img/uploaded/fsk/perechni2005/11ez.pdf>.
- 5 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 6 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 8 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 9 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М.: Колос, 2007. – 464с.
- 10 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ. – http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_135774-3030.pdf
- 11 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 12 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35III-25/630-1600УХЛ1. – http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf
- 13 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf
- 14 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf
- 15 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. – http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf
- 17 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1. – <http://www.ues.su/catalog/item211/>.
- 18 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy.

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		137

37 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Мин-труд России, 2013. – 45 с.

38 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

39 ГОСТ 12.1.030-87. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 16 с.

40 ГОСТ 12.1.038-88 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

41 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

42 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.

43 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

44 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

45 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 38 с.

46 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.

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

					13.03.02.2017.488.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		139