Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Системы электроснабжения»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент

_____
(подпись, место для печати)

«___» _____ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ Ю.И. Хохлов
(подпись)

«18» 06 2016 г.

Электроснабжение цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 140400.2016.067.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов

«17» июня 2016 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ Р.Г. Валеев

«17» июня 2016 г.

Консультант по экономике
д.э.н.,профессор

_____ А.А. Алабугин

«10» июня 2016 г.

Автор проекта
Студент группы Э-445

_____ М.Р. Денишев

«08» июня 2016 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ А.Б. Тряпицын

«10» июня 2016 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

«17» июня 2016 г.

Челябинск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Факультет «Энергетический»
Кафедра «Системы электроснабжения»
Направление 140400 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой СЭС
_____ Ю.И. Хохлов
«20» 02 2016 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Денишева Марата Ринатовича
(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа Э-445

1 Тема работы
Электроснабжение цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК»

утверждена приказом по университету от 25.04 2016 г. № 661
2 Срок сдачи студентом законченной работы 23.05.16
3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):

1 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий
2 Расчёт электрических нагрузок предприятия. Расчёт картограммы
3 Расчёт цеховых трансформаторных подстанций
4 Выбор напряжения схемы внешнего электроснабжения
и трансформаторов ГПП
5 Выбор схемы и электрооборудования внешнего электроснабжения
предприятия
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения
предприятия. Расчёт питающих линий
7 Расчёт токов короткого замыкания
8 Выбор электрооборудования СЭС промышленного предприятия
9 Расчёт и выбор устройств компенсации реактивной мощности
10 Расчёт показателей качества электрической энергии в СЭС
11 Газовая и струйная защита трансформатора ТРДЦН–63000/220
12 Безопасность жизнедеятельности в СЭС
13 Экономика и управление предприятием

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

1 План генеральный цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК»	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК»	– 1 лист
3 Чертёж конструктивный подстанции напряжением 220/10 кВ	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике и управлению предприятием	– 1 лист

Всего 6 листов

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

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов	7.04.2016	07.04.16
Экономика	А.А. Алабугин	05.05.16	05.05.16
БЖД	А.Б. Тряпицын	05.05.2016	05.05.16

7 Дата выдачи задания «_20__» ____февраля_____ 2016 г.

Руководитель _____ Р.Г. Валеев
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ М.Р. Денишев
(подпись)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Введение	20.03.16	
Технический паспорт проекта	20.03.16	
Сравнение современных отечественных и зарубежных технологий	20.03.16	
Расчет электрических нагрузок по подробно рассматриваемому цеху и по заводу в целом	25.03.16	
Выбор мощности, типа силовых трансформаторов ТП	30.03.16	
Расчет картограммы электрических нагрузок, определение центров электрических нагрузок и места расположения ТП	5.04.16	
Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	10.04.16	
Расчет токов короткого замыкания	15.04.16	
Выбор электрооборудования системы электроснабжения	20.04.16	
Специальная часть	30.04.16	
Релейная защита	5.05.16	
Расчет компенсации реактивной мощности	10.05.16	
Расчёт показателей качества электрической энергии в СЭС	12.05.16	
Безопасность жизнедеятельности	15.05.16	
Экономическая часть	20.05.16	
Заключение	23.05.16	
Библиографический список	23.05.16	
Оформление пояснительной записки	23.05.16	
Графическая часть	23.05.16	

Заведующий кафедрой СЭС _____ (подпись) Ю.И. Хохлов

Руководитель работы _____ (подпись) Р.Г. Валеев

Студент _____ (подпись) М.Р. Денишев

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Системы электроснабжения»

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент

_____
(подпись, место для печати)

«___» _____ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ Ю.И. Хохлов
(подпись)

«___» _____ 2016 г.

Электроснабжение цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 140400.2016.067.00.00 ПЗ

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2016 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ Р.Г. Валеев
«___» _____ 2016 г.

Консультант по экономике
д.э.н.,профессор

_____ А.А. Алабугин
«___» _____ 2016 г.

Автор проекта
Студент группы Э-445

_____М.Р. Денишев
«___» _____ 2016 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ А.Б. Тряпицын
«___» _____ 2016 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2016 г.

Челябинск 2016

АННОТАЦИЯ

Денишев М.Р. Электроснабжение цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК». – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2016, 119 с., 23 ил., 32 таблицы. Библиографический список – 30 наименований, 6 листов чертежей ф.А1.

В данной выпускной квалификационной работе на основе технико-экономического сравнения двух вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант системы электроснабжения, обеспечивающей надёжное электроснабжение цеха холодной прокатки и ремонтно-механического цеха. В ходе проектирования были определены расчётные нагрузки отдельно для каждого цеха и для предприятия в целом. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Произведён расчёт компенсации реактивной мощности. Генплан завода и полная принципиальная схема представлена в графической части.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 6

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА..... 7

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ..... 8

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЁТ КАРТОГРАММЫ

2.1 Расчёт электрических нагрузок по цеху..... 17

2.2 Расчёт низковольтных нагрузок по предприятию..... 25

2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию..... 26

2.4 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия..... 27

3 РАСЧЁТ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ..... 31

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП..... 36

5 ВЫБОР СХЕМЫ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ..... 38

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

6.1 Выбор напряжения..... 47

6.2 Технико-экономическое обоснование фрагмента схемы внутреннего электроснабжения..... 47

6.3 Построение схемы электроснабжения……..... 53

6.4 Конструктивное выполнение электрической сети..... 53

6.5 Расчёт питающих линий..... 54

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... 58

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ..... 67

9 РАСЧЁТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ..... 79

10 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЭС..... 87

11 ГАЗОВАЯ И СТРУЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТРДЦН–63000/220..... 92

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СЭС..... 99

13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ..... 110

ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 115

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК..... 116

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией [4, 1.2.5]. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприёмников предприятия и должны отвечать определённым технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы 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, учитывающий взаимовлияние факторов, и учёт 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, схемы внешнего электроснабжения и ее параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведёт к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения цеха холодной прокатки.

1) Суммарная установленная мощность электроприёмников предприятия напряжением ниже 1000 В: 20520,7 кВт.

2) По надёжности электроснабжения потребители предприятия относятся ко второй и третьей категориям.

К цехам, в которых имеются только потребители третьей категории, относится ремонтно-механический цех, все остальные цеха имеют потребителей второй категории.

3) Полная расчётная мощность на шинах ГПП: 75617 кВА.

4) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой $tg\varphi_Э=0,5$;

- расчетный $tg\varphi_Р=0,4$.

5) Напряжение внешнего электроснабжения: 220 кВ.

6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 6501,43 МВА.

7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 2,7 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-240/39.

8) На ГПП установлены два трансформатора типа ТРДЦН-63000/220.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: К-63.

11) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 11 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМЗ мощностью 1000, 1600 и 2500 кВА.

12) Марка кабельных линий: АПвП сечения: 185, 240 мм^2.

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Высоковольтные выключатели нагрузки начали применять в электроустановках среднего напряжения около 60 лет тому назад в качестве альтернативы обычным выключателям относительно дорогим, занимающим много места и, кроме того, требующим для своего управления применения трансформаторов тока и релейной защиты. Вначале их устанавливали лишь в электрических сетях малоответственных потребителей: на тупиковых подстанциях небольшой мощности, для размыкания кольцевых линий, для коммутации двигателей высокого напряжения и т. п.

Поскольку в то время ток нагрузки электроустановок был сравнительно небольшим, то первоначально такие коммутационные аппараты выполнялись в виде комбинации двух простых устройств: обычных разъединителей, включавших токи нагрузки и токи холостого хода (ХХ) и отключавших только токи ХХ, и высоковольтных плавких предохранителей, которые служили для защиты электроустановки от перегрузки и от токов короткого замыкания (КЗ). Затем, по мере роста токов нагрузки и токов ХХ электроустановок, для осуществления коммутации все более и более возраставших токов, а также для устранения весьма неприятных явлений феррорезонанса, возникающих при однополюсном отключении цепи тока, вместо обычных разъединителей стали применять разъединители мощности на среднее напряжение, т.е. устройства, объединявшие в одном коммутационном аппарате выключатель, имеющий дугогасительное устройство небольшой мощности, и разъединитель.

Однако в случае коммутации трансформаторов и конденсаторных батарей такой разъединитель требовал, чтобы для защиты от токов КЗ последовательно с ним были включены также высоковольтные плавкие предохранители. Сам же разъединитель мощности использовался исключительно для коммутации токов нагрузки и отключения небольших перегрузочных токов. Такой разъединитель мощности был более надёжен в работе, хотя и стоил дороже, чем комбинация предохранитель разъединитель, поскольку при его создании разработчики в то время не учитывали специфику коммутации сети, а исходили из конструкции обычного выключателя.

Намного плодотворней оказалась идея отказа от установки разъединителя мощности и переход к сочетанию обычного разъединителя с простейшими дешёвыми дугогасительными камерами. Именно реализация этой идеи привела к созданию коммутационных аппаратов, получивших название выключателей нагрузки. Такие аппараты просты в обслуживании, надёжны, гораздо дешевле разъединителей мощности и к тому же обладают способностью отключать довольно большие ёмкостные токи работающих на холостом ходу линий электропередачи даже очень высокого напряжения.

В настоящее время применение выключателей нагрузки значительно расширилось: их с успехом стали применять во многих ответственных электроустанов-

ках, например, в качестве генераторных выключателей в мощных энергоблоках для коммутации рабочих токов (без защитных функций), в установках компенсации реактивной мощности для коммутации конденсаторных батарей большой мощности (до 400 кВА) и в целом ряде других случаев.

Широко используются выключатели нагрузки и за рубежом, причём применяемые в них способы гашения дуги весьма разнообразны. К числу таких способов дугогашения относятся: быстрые коммутации в воздухе; коммутация в сжатом воздухе; дутье предварительно сжатым воздухом или азотом; коммутации в маслонаполненной дугогасительной камере; магнитное дутье; гашение дуги в элегазе; гашение дуги в вакууме; гашение дуги многоступенчатым отключением и др.

За последние 10... 15 лет значительно возрос интерес к выключателям нагрузки, ставших основными устройствами электрических подстанций 6, 10/0,4 кВ, и на Украине и в России. Это вызвано несколькими причинами, основная из которых состоит в том, что из-за значительного сокращения в этих странах энергоёмких и ориентированных на военно-промышленный комплекс потребителей электроэнергии, произошло перераспределение потребления электроэнергии с высокого напряжения на низкое напряжение 380 В и 220 В, которое повсеместно используется в многочисленных офисных центрах, оснащённых компьютерами и другой оргтехникой, а также в быту. Для использования в таких сетях наиболее подходящими оказались недорогие, надёжные в работе выключатели нагрузки напряжением 6...10 кВ.

1.1 Краткий обзор типичных конструкций выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки имеет следующую конструкцию: на общей раме на опорных изоляторах находятся дугогасительные камеры с неподвижными контактами – основными и дугогасительными, а также подвижные контакты – основные и дугогасительные. Все три полюса имеют общий приводной вал, связанный с полюсами изоляционными тягами.

Дугогасительная камера выключателя состоит из двух пластмассовых щек, внутри которых заложены изготовленные из оргстекла сменные вкладыши, образующие узкую щель, в которой движется дугогасительный контакт. Отключение выключателя осуществляется двумя отключающими пружинами. Электрическая дуга, образующаяся между дугогасительными контактами при отключении выключателя, вызывает интенсивное газовыделение из стенок вкладышей, что приводит к росту давления в камере. Поскольку газы могут выходить только через щель между подвижным контактом и стенками камеры, то при их выходе по этому пути происходит интенсивное продольное обдувание дуги и ее гашение. Дугогасительные камеры выключателя нагрузки типа ВНП-17 рассчитаны на большое число отключений (без замены вкладышей). Так, ток 50А отключается выключателем 300 раз, ток 100А - 200 раз, ток 200А - 75 раз, ток 400А - 3 раза.

Процесс замыкания и размыкания контактов при включении и отключении выключателя происходит следующим образом: при включении выключателя сначала замыкаются дугогасительные контакты, затем главные; при его отключении, наоборот, причём в отключенном положении подвижный дугогасительный контакт образует достаточно большой видимый воздушный зазор с дугогасительной камерой. Выключатели нагрузки могут снабжаться стационарными заземляющими ножами с блокировкой от непра-вильного включения.

Для управления выключателем нагрузки типа ВНП-17 (как и для управления, выключателями нагрузки других типов, таких как ВНП-16, ВНП-11 и др.) обычно применяется привод типа ПРА-17 (ручной автоматический), снабжённый механизмом свободного расцепления и имеющий встроенный электромагнит для дистанционного отключения аппарата. Этот привод имеет простую достаточно надёжную конструкцию, удобен в эксплуатации, однако обладает существенным недостатком: с его помощью невозможно включить выключатель нагрузки дистанционно и автоматически.

В случае необходимости применения дистанционного включения выключателя нагрузки используется электромагнитный либо пневматический привод. Такой привод, являющийся приводом прямого действия, поскольку в нем энергия для включения непосредственно потребляется от источника большой мощности, прост по конструкции и надёжен в работе. Однако основным его недостатком является потребность в мощном источнике оперативного постоянного тока.

Кроме выключателя нагрузки типа ВНП-17 в Советском Союзе, а также в странах СНГ показали хорошие результаты в процессе эксплуатации и получили широкое распространение выключатели нагрузки типов ВН-10, ВН-11, ВНП-16, и др., представляющие собой сочетание трёхполюсного разъединителя рубящего типа внутренней установки с автогазовыми дугогасительными камерами, изготовляемыми из оргстекла.

Эти аппараты предназначаются для включения и отключения токов нагрузки 200...400А и не могут служить для защиты электрической сети от токов КЗ. Поэтому, в случае необходимости объединения функций нормальной коммутации и защиты от токов КЗ и токов перегрузок, выключатель нагрузки должен быть снабжён высоковольтными кварцевыми предохранителями (ПК).

Рассмотрим принцип действия автогазового выключателя нагрузки типа ВН-10, с ручным приводом на номинальное напряжением 10 кВ, с номинальным током 400А и током термической стойкости, составляющим 10 кА.

Принцип действия этого выключателя, также как и выключателя нагрузки типа ВН-16, основан на гашении дуги потоком газов, образующихся вследствие разложения вкладыша из оргстекла. При отключении выключателя сначала размыкаются главные контакты, затем дугогасительные, размещённые в дугогасительном устройстве. Возникающая при этом дуга воздействует на стенки вкладыша и, вследствие разложения оргстекла, вызывает интенсивное газообразование. В период прохождения дугогасительным контактом канала в дугогасительном устройстве выход газов затруднён, что приводит к повышению давления внутри камеры.

Вихревые потоки газов, находящихся под давлением, гасят дугу. Управление выключателем осуществляется ручным приводом, снабжённым механизмом свободного расцепления, и электромагнитом отключения, питаемым от независимого источника тока.

Включается выключатель только вручную, с помощью рукоятки привода, отключается — вручную и дистанционно электромагнитом отключения.

Выключатели нагрузки типа ВН-10 снабжены стационарными заземляющими ножами, заземляющими верхние и нижние выводные контакты. Высоковольтные предохранители устанавливаются как с верхней, так и с нижней стороны выключателя.

Кратко охарактеризуем сравнительно недавно модернизированные конструкции выключателей нагрузки, сведения о которых отсутствуют в справочниках, а приводятся лишь в отдельных журнальных публикациях.

Выключатель нагрузки автогазового типа ВНП-М1-10/630-20. Модернизированные безопасные в эксплуатации выключатели этого типа в настоящее время выпускает Нальчикский завод высоковольтной аппаратуры. Эти выключатели предназначены для работы в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), ячейках камер стационарных одностороннего и двустороннего обслуживания (КСО) и комплектных трансформаторных подстанций (КТП) напряжением 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц для систем с заземлённой или изолированной нейтралью. Выключатель снабжён встроенным пружинным приводом с ручным заводом, предназначенным для местного и дистанционного управления. Кроме применения ВНП-М1-10/630-20У в качестве выключателя нагрузки во вновь строящихся электроустановках среднего напряжения, он предназначается также для замены находившихся в эксплуатации морально и физически устаревших аналогичных выключателей нагрузки типов ВН3-16, ВНр-10, ВНП-10 и др., не подлежащих ремонту (в связи с прекращением выпуска к ним запасных частей). При его разработки были учтены все пожелания Госэнергонадзора России и предприятий электрических сетей СНГ, что позволило существенно улучшить его основные технические параметры.

По сравнению с другими аналогичными типами выключателей нагрузки модернизированный выключатель нагрузки ВНП-М-10/630-20 с автономным блоком питания имеет следующие преимущества:

– в случае отключения напряжения на трансформаторной подстанции (ТП) с его помощью возможно осуществлять дистанционное управление коммутационными аппаратами (можно осуществить не менее шести циклов О-В-О без подзарядки импульсных конденсаторов энергии);

– в бестоковую паузу может быть выделен (отключён) повреждённый участок электросети, подана команда АПВ выключателю на ВП (Т) и АВР в пункте деления сети, что значительно дешевле, чем применение схемы с другими коммутационными аппаратами, например, вакуумными;

– выключатель может быть (с минимальными затратами) использован для замены отработавшего свой ресурс аналогичного выключателя устаревшей конструкции в камерах КСО и КТП.

Компании ОАО «ПО Электротехника», первой в России освоившей производство трёхпозиционных разъединителей и выключателей нагрузки 6 (10) кВ.

Выпускаемые этой компанией выключатели нагрузки типа ВНТ, разъединители РТ и ЗР разработаны с учётом современных требований МЭК и ГОСТ Р к надежности оборудования, безопасности его эксплуатации и обслуживания.

Главное преимущество коммутационных аппаратов данного типа – трёхпозиционная конструкция коммутационного устройства, имеющего три фиксированных положения: «включено», «отключено» или «заземлено», что исключает возможность заземления частей, находящихся под напряжением.

Другие преимущества рассматриваемого коммутационного устройства:

– устройство имеет современный энергонезависимый привод, обеспечивающий высокую скорость срабатывания выключателя и гашения дуги;

– трёхпозиционная конструкция выключателя и разъединителя отличается надёжностью в работе и способна обеспечить безопасность обслуживания в процессе эксплуатации, которое сведено до минимума;

– основные элементы и узлы выключателей нагрузки и разъединителей унифицированы, что значительно сокращает сроки изготовления и обеспечивает высокое качество сборки.

1.2 Выключатели нагрузки зарубежных производителей

Из большого количества разнообразных типов выключателей нагрузки, выпускаемых зарубежными фирмами, рассмотрим только два наиболее характерные типы выключателей – автопневматические аппараты французской фирмы Merin Gerin и выключатели нагрузки серии ISARC итальянского концерна VEI. Выключатели нагрузки французской фирмы Merin Gerin.

1.2.1 Конструкция

– полюсы выключателя установлены на единой раме, изготовленной из оцинкованной стали, и управляются одним встроенным пружинным приводом, пружина которого взводится вручную с помощью рукоятки управления или же моторным приводом;

– коммутационный аппарат выполнен так, что обеспечивается механическое перекрытие отсека сборных шин изолирующими шторками. Предусмотрены все необходимые блокировки.

– каждый полюс выключателя оборудуется автокомпрессионным воздушным дугогасительным устройством;

– выключатели имеют встроенные предохранители (при соответствующем исполнении) и ножи заземления, а разъединители имеют конструкцию, аналогичную конструкции выключателей, однако не оснащаются системой гашения дуги.

1.2.2 Основные узлы

На стальной раме установлены несущие опорные эпоксидно-резиновые изоляторы, на которых закреплены контактные элементы. На верхнем изоляторе снаружи установлен верхний вывод, внутри располагается верхний неподвижный контакт, состоящий из контактного гнезда и стержня контакта. При отключенном положении выключателя механическая заслонка 6, связанная с валом привода заземляющих ножей, закрывает доступ к верхнему контакту и сборным шинам. На нижнем изоляторе закреплён нижний вывод, подвижный контактный цилиндр и нижнее контактное гнездо.

1.2.3 Включение

Вал, взводящий пружину механизма включения, приводится в движение штатной рукояткой. При этом при срабатывании пружины нижний контакт перемещается по направляющему цилиндру, и контакты замыкаются. Под действием пружинного механизма контакты быстро замыкаются, что исключает риск возникновения дуги.

1.2.4 Выключение

Подвижный цилиндр, приводимый в движение пружинным механизмом, перемещаясь вниз по направляющему цилиндру, создаёт давление воздуха, который вырывается через сопло и гасит дугу, образовавшуюся между неподвижным верхним контактом и подвижным контактом (оба контакта изготовлены из сплава Cu-W).

1.2.5 Система гашения дуги

Для гашения дуги в выключателе используется продольное одностороннее дутье автокомпрессорного типа. Процесс гашения дуги происходит следующим образом. При размыкании контактов, т.е. после выхода подвижного контакта из контактного гнезда, из сопла в дугогасительную камеру подаётся воздушный поток, который возникает вследствие сжатия воздуха подвижным контактом, перемещающимся по цилиндру . Под действием этого потока происходит деионизация и гашение дуги при переходе тока через ноль. Особенностью процесса гашения дуги является то, что она все время находится внутри верхнего изолятора, который не даёт ей перекинуться на соседние фазы и элементы конструкции, а также ограничивает объем, в котором происходит ее гашение.

Выключатели нагрузки серии ISARC полностью отвечают современным требованиям рынка, зарубежным и российским стандартам. Преимущества их применения в ячейках КСО следующие:

– простота и надёжность конструкции;

– простота установки и обслуживания;

– малый вес подвижных частей;

– наличие дугогасительной камеры;

Наличие механической заслонки, полностью разделяющей шинный и высоковольтный отсеки; возможность дистанционного управления (по запросу) – моторный привод включения, электромагнитная катушка включения.

Следует обратить внимание на тот факт, что отмеченные выше преимущества выключателя в силу разных причин все ещё остаются не реализованными в выключателях нагрузки, серийно выпускаемых в странах СНГ.

Итальянский концерн VEI не стремится монополизировать российский рынок электрооборудования среднего напряжения. Он готов напрямую сотрудничать с российскими производителями этого оборудования, в частности, с производителями выключателей нагрузки. Об этом свидетельствует тот факт, что этот концерн вместе с компанией «Располь-Электро» предложил российским производителям выключателей нагрузки осуществить взаимовыгодную рентабельную комбинацию: ячейка КСО собственного производства + коммутационный аппарат ISARC .

Это предложение концерна VEI нуждается в пояснении. Основной компонент любого коммутационного аппарата – силовой выключатель (обычно вакуумный или элегазовый) – и на российском, и на украинском рынках представлен в изобилии. В то же время хорошие, высоконадежные выключатели нагрузки и разъединители попали в разряд дефицитной продукции, поскольку выключатели нагрузки российского производства имеют устаревшую конструкцию, недостаточно надёжны, а иностранные фирмы предлагают в основном компактные, почти не нуждающиеся в обслуживании элегазовые аппараты. Однако эксплуатационные службы России и Украины привыкли к воздушным выключателям ввиду их ремонтопригодности (элегазовые выключатели после разгерметизации практически не поддаются восстановлению). Кроме того, воздушные выключатели дешевле элегазовых и имеют видимый разрыв контактов (многие производители элегазовых аппаратов готовы предложить такую опцию, но ее реализация неизбежно приведёт к появлению дополнительной точки возможной утечки элегаза).

Российские предприятия в настоящее время преимущественно выпускают ячейки КСО устаревшей конструкции, разработанные еще в советское время. Это происходит по следующим причинам. Разрабатывать собственную конструкцию ячейки КСО и дорого и долго. В то же время покупать лицензию у зарубежных производителей на сборку ячеек КСО также дорого и к тому же, если такая лицензия и будет закуплена, то все равно необходимо будет внести определённые изменения в конструкцию ячейки.

Компания «Располь-Электро» (Санкт-Петербург) и итальянский концерн VEI Power Distribution SpA предлагают следующий путь решения проблемы: российское предприятие, стремящееся выйти на рынок с новым оборудованием, но не имеющее возможности разработать ячейку с нуля, может получить от них документацию по конструкции ячейки, которую вправе изменять по своему усмотрению в соответствии с требованиями заказчика. В эти ячейки (выпускаемые уже от собственного имени) производитель может устанавливать современные выключатели нагрузки и разъединители – выключатели серии ISARC (ИСАРК) и ячейками серии UNISARC (УНИСАРК). Положительный опыт такого сотрудничества уже имеется: российская компания «БЭМП» (Санкт-Петербург) установила в России на ряде объектов ячейки UNISARC с выключателями ISARC, которые хорошо себя зарекомендовали в работе.

Выводы по разделу один

Из проведённого выше обзора технических параметров, особенностей конструкции и областей применения выключателей нагрузки видно, что эти коммутационные аппараты за прошедшие 60 лет прошли непростой путь своего развития и непрерывного совершенствования: от первоначального сочетания обычных разъединителей и плавких предохранителей, последующего применения усиленных разъединителей (разъединители мощности) и плавких предохранителей до современных конструкций выключателей, включающих в себя обычные разъединители и простейшие, сравнительно недорогие дугогасительные камеры. В настоящее время эти коммутационные аппараты достигли такого технического уровня и надежности, что их не опасаются применять для коммутации даже в самых ответственных электроустановках. Однако и сейчас ещё рано говорить о завершении полного усовершенствования конструкций этих коммутационных аппаратов, поскольку до сих пор все ещё остаётся открытым вопрос о применении в них наиболее рационального способа дугогашения (по крайней мере в России и на Украине). В связи с расширением применения в странах СНГ электроустановок напряжением 20 кВ, которых пока сравнительно мало, возможна дальнейшая доработка конструкций выключателей нагрузки и их совершенствование.

В выводе следует обратить особое внимание на то, что плавкие предохранители в выключателях нагрузки играют исключительно важную роль. Уже на начальном этапе создания этих важных коммутационных аппаратов, когда эти аппараты состояли лишь из обычных, не снабжённых дугогасительными камерами, разъединителей и плавких предохранителей, разработчики по достоинству оценили замечательную способность плавких предохранителей прервать большой ток КЗ, протекающей по повреждённой цепи, максимум за несколько миллисекунд (в отличие от других защитных средств, прерывающих ток за гораздо больший промежуток времени). Тем самым, из-за очень малой продолжительности протекания в повреждённой цепи тока КЗ, в 20 и больше раз превышающего ток нагрузки, существенно ограничивается количество выделяемой в электроустановке энергии.

Это ведёт к значительному ослаблению действия термического эффекта на контакты разъединителя, поскольку они за несколько миллисекунд не успевают оплавиться или спаяться.

Установленные в выключателях нагрузки плавкие предохранители:

– позволяют отключать за несколько миллисекунд токи КЗ очень большой величины – до 300 кА;

– обеспечивают наилучшую защиту электрооборудования от повреждения, а оперативный персонал защищают от воздействия на него большого тока КЗ, поскольку предохранители являются наилучшими ограничителями тока;

– не наносят экологический ущерб окружающей среде, поскольку металлические элементы внутри предохранителя плавятся непосредственного под действием аварийного тока без участия какого-либо промежуточного механизма, а непосредственный процесс гашения дуги протекает в полностью закрытом пространстве патрона, что препятствует выходу в окружающее пространство ионизированных газов.

Кроме того, плавкие предохранители не требуют технического обслуживания; достаточна лишь простая замена перегоревших предохранителей после отключения аварийного тока на новые [1].

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЁТ КАРТОГРАММЫ

2.1 Расчёт электрических нагрузок по цеху

Согласно исходным данным, необходимо рассчитать электрическую нагрузку по Ремонтно-механическому цеху. Рассмотрим расчёт нагрузки трёхфазных электроприёмников на примере электроснабжения механического отделения 1 от распределительного шинопровода. Суммарная установленная мощность электроприёмников i-го типа находится по формуле [2]:

$$P_{ni} = n_i \cdot p_{ni}, \tag{2.1}$$

где n_i – число электроприёмников i-го типа;

p_{ni} – номинальная мощность одного электроприёмников i-го типа, кВт.

Для станка металлорежущего:

$$P_{ni} = 6 \cdot 1 = 6 \text{ кВт}.$$

Расчётные активная и реактивная нагрузки участка цеха, питающегося от распределительного шинопровода, могут быть найдены по формулам [2, 3.2.7, 3.2.8]:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^{m} K_{uai} \cdot P_{ni}, \tag{2.2}$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^{m} K_{uai} \cdot P_{ni} \cdot tg\varphi_i, \tag{2.3}$$

где m – число типов электроприёмников, подключенных к распределительному шинопроводу данного участка цеха;

K_{pa} – коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ по [2, табл.1] в зависимости от $n_э$ и $K_и$;

K_{pp} – коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности, определяемый как $K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}}$;

K_{uai} – коэффициент использования электроприёмников i-го типа. Для станка металлорежущего [7, табл. 4-10] $K_{ui} = 0{,}13$;

$tg\varphi_i$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности электроприёмников i-го типа, найденный по средневзвешенному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$, который находится по [3, табл.4-10]. Для станка металлорежущего $tg\varphi = 1{,}975$;

$n_э$ – эффективное число электроприёмников для участка цеха, питающегося от распределительного шинопровода.

Согласно [2]:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^{m} P_{нi})^2}{\sum_{i=1}^{m}\left[n_i \cdot (p_{нi})^2\right]}. \qquad (2.4)$$

Используя исходные данные расчёта для всех типов электроприёмников по формуле (2.1), получим:

$$n_э = \frac{(6+16,5+42+160+19,5+60+22+}{6\cdot(1)^2+3\cdot(5,5)^2+3\cdot(14)^2+4\cdot(40)^2+5\cdot(3,9)^2+3\cdot(20)^2+2\cdot(11)^2+}$$

$$\frac{+3,9+1,5+6,4+20+4)^2}{+3\cdot(1,3)^2+1\cdot(1,5)^2+4\cdot(1,6)^2+2\cdot(10)^2+1\cdot(4)^2} = 14,8 \approx 15.$$

Средневзвешенный коэффициент использования найдём по формуле [2, 2.8]:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^{m}(K_{иаi} \cdot P_{нi})}{\sum_{i=1}^{m}(P_{нi})}. \qquad (2.5)$$

$$K_{иа} = \frac{6\cdot 0,13+16,5\cdot 0,13+42\cdot 0,13+160\cdot 0,13+19,5\cdot 0,13+60\cdot 0,13+22\cdot 0,13+}{6+16,5+42+160+19,5+60+22+}$$

$$\frac{+3,9\cdot 0,3+1,5\cdot 0,9+6,4\cdot 0,65+20\cdot 0,45+4\cdot 0,15}{+3,9+1,5+6,4+20+4} = 0,177.$$

По [2, табл.1] в зависимости от $n_э$ и $K_и$ находим $K_{ра} = 1,27$.

По формуле (2.2):

$$P_р = 1,27\cdot(6\cdot 0,13+16,5\cdot 0,13+42\cdot 0,13+160\cdot 0,13+19,5\cdot 0,13+60\cdot 0,13+22\cdot 0,13+$$

$$+3,9\cdot 0,3+1,5\cdot 0,9+6,4\cdot 0,65+20\cdot 0,45+4\cdot 0,15) = 81,185 \text{ кВт}.$$

По формуле (2.3):

$$Q_р = (1+\frac{1}{6\cdot\sqrt{15}})\cdot(6\cdot 0,13\cdot 1,975+16,5\cdot 0,13\cdot 1,975+42\cdot 0,13\cdot 1,975+160\cdot 0,13\cdot 1,169+$$

$$+19,5\cdot 0,13\cdot 1,975+60\cdot 0,13\cdot 1,975+22\cdot 0,13\cdot 1,975+3,9\cdot 0,3\cdot 1,333+1,5\cdot 0,9\cdot 0,484+$$

$$+6,4\cdot 0,65\cdot 1,020+20\cdot 0,45\cdot 1,333+4\cdot 0,15\cdot 1,732) = 101,293 \text{ квар}.$$

Расчётные полную мощность и ток найдём по известным формулам:

$$S_р = \sqrt{(P_р)^2 + (Q_р)^2}; \quad (2.6)$$

$$I_р = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \quad (2.7)$$

где $U_н$ – номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

$$S_р = \sqrt{(81{,}185)^2 + (101{,}293)^2} = 129{,}813 \text{ кВА};$$

$$I_р = \frac{129{,}813 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4 \text{ кВ}} = 187{,}368 \text{ А}.$$

Для остальных участков и отделений, не содержащих однофазной нагрузки, расчёты проведены аналогично и их результаты представлены в таблице 2.1.

Согласно исходным данным, в сварочном отделении ремонтно-механического цеха имеются однофазные электроприёмников. Для уменьшения влияния однофазных электроприёмников на коэффициенты прямой и обратной последовательности распределим однофазные электроприёмников по фазам так, чтобы они были загружены равномерно, насколько это возможно. Однофазные электроприёмников и их размещение по фазам представлены в таблице 2.2.

Для однофазных электроприёмников, подключенных на линейные напряжения, найдём приведённые к соответствующим фазам установленные мощности по формулам: [4]:

$$P_{ci,m} = K_{иai} \cdot P_{нi,mn} \cdot k_{mn(m)i}; \; P_{нi,n} = P_{нi,mn} \cdot k_{mn(n)i}, \quad (2.8)$$

$$Q_{ci,m} = K_{иai} \cdot P_{нi,mn} \cdot q_{mn(m)i}; \; Q_{ci,n} = K_{иai} \cdot P_{нi,mn} \cdot q_{mn(n)i}, \quad (2.9)$$

где $P_{ci,m}, P_{ci,n}$ и $Q_{ci,m}, Q_{ci,n}$ – соответственно средняя активная и реактивная мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейные напряжения mn, приведённые к фазе m,n;

$P_{нi,mn}$ и $Q_{нi,mn}$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейные напряжения mn.

$P_{нi,mn}$ – номинальная активна мощность электроприёмников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, которая находится по формуле (2.1);

$k_{mn(m)i}$ – коэффициент приведения активной мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе m [4].

Таблица 2.1

Исходные данные							Расчётные величины						Расчётная мощность			
Технологические данные				справочные												
Наименование узлов СЭС и ЭП	n	Номинальная мощность приведенная к длительному режиму, кВт		$K_{иа}$	cosφ	tgφ	$K_{иа}P_{ном}$, кВт	$K_{иа}P_{ном}$·tgφ, кВт	$nP^2_{ном}$, кВт^2	$n_э$, шт	$K_{ра}$	$K_{рр}$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$I_р$, А
		$P_{ном}$	$\sum P_{ном}$													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Механическое отделение 1, ШР1																
1. Станок металлорежущий	6	1,0	6,0	0,1	0,5	2,0	0,8	1,5	6,0							
2. Станок металлорежущий	3	5,5	16,5	0,1	0,5	2,0	2,1	4,3	90,8							
3. Станок металлорежущий	3	14,0	42,0	0,1	0,5	2,0	5,5	10,8	588,0							
4. Станок металлорежущий	4	40,0	160,0	0,1	0,5	1,2	20,8	24,3	6400,0							
5. Станок точильно-шлифовальный	5	3,9	19,5	0,4	0,7	2,0	7,8	15,5	76,1							
6. Станок шлифовальный	3	20,0	60,0	0,1	0,5	2,0	7,8	15,5	1200,0							
7. Станок для испытания абразивных кругов	2	11,0	22,0	0,1	0,5	2,0	2,9	5,7	242,0							
8. Бак для приготовления эмульсии	3	1,3	3,9	0,3	0,6	1,3	1,2	1,6	5,1							
9. Агрегат рециркуляционный	1	1,5	1,5	0,9	0,9	0,5	1,4	0,7	2,3							
10. Вентилятор	4	1,6	6,4	0,7	0,7	1,0	4,2	4,2	10,2							
11. Кран	2	10,0	20,0	0,5	0,6	1,3	9,0	12,0	200,0							
12. Таль электрическая	1	4,0	4,0	0,2	0,5	1,7	0,6	1,0	16,0							
Итого по ШР1	37		361,8	0,2	0,5	1,5	63,9	97,1	8836,4	14,8	1,3	1	81,2	101,3	129,8	187,4
Механическое отделение 2, ШР2																
13. Станок металлорежущий	4	1,6	6,4	0,1	0,5	2,0	0,8	1,7	10,2							
14. Станок металлорежущий	3	7,0	21,0	0,1	0,5	2,0	2,7	5,4	147,0							
15. Станок металлорежущий	3	10,0	30,0	0,1	0,5	2,0	3,9	7,7	300,0							
16. Станок универсальный	2	12,0	24,0	0,1	0,5	2,0	3,1	6,2	288,0							
17. Ножницы	3	15,0	45,0	0,5	0,7	1,2	20,3	23,7	675,0							
18. Станок шлифовальный	5	7,0	35,0	0,4	0,7	1,2	14,0	16,4	245,0							
19. Станок точильно-шлифовальный	2	1,6	3,2	0,4	0,7	1,2	1,3	1,5	5,1							
20. Машина листогибочная трёхвалковая	4	15,5	62,0	0,8	0,8	0,9	49,6	43,7	961,0							
21. Мешалка двухвальная	1	2,8	2,8	0,8	0,8	0,9	2,2	2,0	7,8							
22. Кран подвесной	2	2,5	5,0	0,5	0,6	1,3	2,3	3,0	12,5							
23. Агрегат рециркуляционный	1	1,5	1,5	0,9	0,9	0,5	1,4	0,7	2,3							
24. Вентилятор	3	1,5	4,5	0,7	0,7	1,0	2,9	3,0	6,8							
25. Насос	2	1,5	3,0	0,8	0,9	0,6	2,4	1,5	4,5							
26. Калорифер	3	60,0	180,0	0,7	0,9	0,5	126	61,0	10800,0							
Итого по ШР2	38		423,4	0,6	0,8	0,8	233,0	177,4	13465,0	13,3	1,0	1	233,0	185,5	297,7	429,7
Сварочное отделение, ШР3																
ОДНОФАЗНЫЕ ЭП	10	-	50,5	0,5	0,5	1,7	22,7	39,4	4241,0							
27. Автомат для сварки	1	0,9	0,9	0,4	0,6	1,3	0,3	0,4	0,8							

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
30. Полуавтомат шланговый	4	0,5	2,0	0,3	0,7	1,2	0,6	0,7	1,0							
31. Стол для сварочных работ	4	0,8	3,2	0,1	0,8	0,9	0,3	0,3	2,6							
32. Пила отрезная	3	7,0	21,0	0,2	0,6	1,5	4,2	6,4	147,0							
33. Машина электросварочная	3	25,0	75,0	0,4	0,6	1,3	26,3	35,0	1875,0							
34. Вентилятор	2	45,0	90,0	0,7	0,7	1,0	58,5	59,7	4050,0							
35. Кран-балка	1	3,2	3,2	0,5	0,6	1,3	1,4	1,9	10,2							
Итого по ШР3	28		245,8	0,5	0,6	1,3	114,4	143,7	10327,6	5,9	1,2	1,1	132,6	153,6	203,0	293,0
Кузнечное отделение, ШР 4																
36. Электропечь	1	110,0	110,0	0,6	1,0	0,0	66,0	0,0	12100,0							
37. Молот ковочный	3	30,0	90,0	0,2	0,7	1,2	21,6	25,3	2700,0							
38. Станок точильно-шлифовальный	3	0,5	1,5	0,4	0,7	1,2	0,6	0,7	0,8							
39. Аппарат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,9	0,9	0,5	4,1	2,0	6,8							
40. Кран подвесной	2	2,2	4,4	0,2	0,5	1,7	0,7	1,1	9,7							
41. Вентилятор	4	0,8	3,2	0,7	0,7	1,0	2,1	2,1	2,6							
Итого по ШР4	16		213,6	0,4	1,0	0,3	95,0	31,2	14819,7	3,1	1,4	1,1	132,0	34,1	136,0	196,8
Термическое отделение, ШР 5																
42. Камерная печь	4	81,0	324,0	0,7	1,0	0,0	210,6	0,0	26244,0							
43. Ванна масляная	2	4,0	8,0	0,6	0,8	0,8	4,8	3,6	32,0							
44. Станок балансировочный	6	2,0	12,0	0,2	0,3	3,2	2,6	8,4	24,0							
45. Электропечь камерная	4	45,0	180,0	0,7	1,0	0,0	117	0,0	8100,0							
46. Станок закалочный	3	10,0	30,0	0,7	0,8	0,8	19,5	14,6	300,0							
47. Вентилятор	1	5,0	5,0	0,7	0,7	1,0	3,3	3,3	25,0							
48. Кран-балка	2	7,5	15,0	0,5	0,6	1,3	6,8	9,0	112,5							
Итого по ШР5	22		574,0	0,6	1,0	0,1	364,5	38,9	34837,5	9,5	1,0	1,1	364,5	41,0	367,0	529,5
Монтажный участок, ШР6																
50. Станок для намотки	4	1,0	4,0	0,4	0,7	1,2	1,6	1,9	4,0							
51. Станок бандажировочный	2	1,5	3,0	0,4	0,7	1,0	1,2	1,2	4,5							
52. Ванна для лужения	3	1,6	4,8	0,6	0,8	0,8	2,9	2,2	7,7							
53. Агрегат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,9	0,9	0,5	2,7	1,3	4,5							
54. Кран подвесной	2	4,7	9,4	0,5	0,6	1,3	4,2	5,6	44,2							
55. Вентилятор	4	1,0	4,0	0,7	0,7	1,0	2,6	2,7	4,0							
Итого по ШР6	17		28,2	0,5	0,7	1,0	15,2	14,8	68,9	11,5	1,0	1,0	15,7	15,5	22,1	31,9
Итого по цеху	158		1846,8	0,5	0,9	0,6	885,9	503,2	82355,3	58,1	0,8	0,8	664,4	377,4	764,1	1102,9

Таблица 2.2

Наименование узлов СЭС и ЭП	$P_{ном}$, кВт	n, шт	$nP^2_{ном}$ $(кВт)^2$	Установленная мощность ЭП на $U_л$, кВт			Коэффициент приведения к нагрузке			Установленная мощность ЭП на $U_ф$, кВт			cosφ	tgφ	$К_{иа}$	Расчётная мощность за максимальную смену					
																P_c, кВт			Q_c, квар		
				АВ	ВС	СА	$К_ф$	k	q	А	В	С				А	В	С	А	В	С
Сварочное отделение																					
Электроприёмники на Uл = 380 В																					
Трансформатор сварочный, однофазный	30,0	4	3600	15,0			А	1	0,58	15			0,50	1,73	0,40	6			3,5		
							В	0	1,15											6,9	
					7,5		В	1	0,58		7,5						3			1,7	
							С	0	1,16												3,5
						7,5	С	1	0,58			7,5						3,0			1,7
							А	0	1,16										3,5		
Итого	30,0	4	3600							15	7,5	22,5				6	3	3,0	6,9	8,7	5,2
Электроприёмники на Uф = 220 В																					
Трансформатор сварочный, однофазный	10,5	4	441							0	0,0	10,5	0,35	2,67	0,20	0	0	2,0	0,0	0,0	6,0
Электронагреватель однофазный	10,0	2	200							5	5,0	0,0	1,00	0,00	1,00	3	3	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	20,5	6	641							5	5,0	10,5				3	3	2,0	0,0	0,0	6,0
Итого по однофазным ЭП	50,5	10	4241							20	13,0	33,0			0,45	9	6	5,1	6,9	8,7	10,8

$$k_{mn(m)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot tg\varphi_{i,mn}, \qquad (2.10)$$

где $tg\varphi_{i,mn}$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn. $tg\varphi_{i,mn}$ в зависимости от типа электроприёмников и его коэффициента мощности $cos\varphi_{i,mn}$ находится по [7, табл.4.10]; $k_{mn(n)}$ – коэффициент приведения активной мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе n [4]:

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot tg\varphi_{i,mn}. \qquad (2.11)$$

$q_{mn(m)}$ – коэффициент приведения реактивной мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе m [4]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} tg\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}}. \qquad (2.12)$$

$q_{mn(m)}$ – коэффициент приведения реактивной мощности электроприёмников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе n [4]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} tg\varphi_{i,mn} + \frac{1}{2\sqrt{3}}. \qquad (2.13)$$

К примеру, для однофазного сварочного трансформатора, подключенного на линейное напряжение АВ:

Согласно [3, табл. 4.10]: $cos\varphi = 0,5; tg\varphi = 1,732.$

По формулам (2.10-2.13):

$$k_{AB(A)} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot 1,732 = 1; \; k_{AB(B)} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot 1,732 = 0;$$

$$q_{AB(A)} = \frac{1}{2} \cdot 1,732 - \frac{1}{2\sqrt{3}} = 0,577; \; q_{AB(B)} = \frac{1}{2} \cdot 1,732 + \frac{1}{2\sqrt{3}} = 1,155.$$

Для остальных электроприёмников, подключенных на линейные напряжения, результаты подобных расчётов приведены в таблице 2.2.

Далее для однофазных электроприёмников, подключенных как на линейные, так и на фазные напряжения, находятся средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз.

Для однофазного сварочного трансформатора, подключенного на линейное напряжение АВ по [3, табл. 4.10] $K_{иа} = 0,4$. По формулам (2.8) и (2.9):

$$P_{с,А} = 0,4 \cdot 1 \cdot 15 = 6 \text{ кВт}; \; P_{с,В} = 0,4 \cdot 0 \cdot 15 = 0 \text{ кВт}.$$

$$Q_{с,А} = 0,4 \cdot 0,577 \cdot 15 = 3,464 \text{ квар}; \; Q_{с,В} = 0,4 \cdot 1,155 \cdot 15 = 6,928 \text{ квар}.$$

Средняя суммарная активная и реактивная трёхфазные мощности однофазных электроприёмников принимается утроенной по наиболее загружено фазе. В строке «Итого по однофазным ЭП» приведены суммарные значения установленных и средних мощностей соответствующих фаз, потребляемых всеми однофазными электроприёмниками.

Расчёт нагрузок по цеху заканчивается расчётом электрических нагрузок на шинах цеховой ТП. В отличие от предыдущих расчётов, расчётная реактивная мощность находится по формуле [2, 2.2.8.2]:

$$Q_р = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{m} K_{иаi} \cdot P_{нi} \cdot tg\varphi_i. \qquad (2.14)$$

Расчётная активная мощность также считается по формуле (2.2) . При расчёте по формулам (2.2) и (2.14) коэффициент $K_{ра}$ берётся [2, табл.2] в зависимости от средневзвешенного $K_{иа}$ и $n_э$. $n_э$ также находится по формуле (2.4), однако при этом используются установленные мощности всех электроприёмников, установленных в РМЦ. Величины $K_{иаi} \cdot P_{нi}$ и $K_{иаi} \cdot P_{нi} \cdot tg\varphi_i$ были найдены при предыдущих расчётах и являются суммарными для электроприёмников соответствующих участков и отделений РМЦ. То же самое можно и сказать и про величины $P_{нi}$, используемые при расчёте средневзвешенного по цеху коэффициента использования.

По формуле (2.4):

$$n_э = 58.$$

По формуле (2.5):

$$K_{иа} = \frac{885,892}{1846,8} = 0,48.$$

По [2, табл.2] $K_{ра} = 0,75$. По формулам (2.2) и (2.19):

$$P_р = 0,75 \cdot 885,892 = 664,42 \text{ кВт}.$$

По формуле (2.14):

$$Q_р = 0,75 \cdot 503,18 = 377,384 \text{ квар}.$$

По формулам (2.6) и (2.7):

$$S_р = \sqrt{(664,42)^2 + (377,384)^2} = 764,115 \text{ кВА};$$

$$I_р = \frac{764,115 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ кВ}} = 1102,9 \text{ А}.$$

2.2 Расчёт низковольтных нагрузок по предприятию

Для остальных цехов предприятия в исходных данных заданы: суммарная установленная мощность электроприёмников $P_{ном}$, эффективное число электроприёмников $n_э$, средневзвешенные по цеху коэффициент использования $K_{иа}$ и коэффициент мощности cosφ. Расчётная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по формуле (2.2):

$$P_{р.сил} = K_{ра} \cdot K_{иа} \cdot P_{ном}. \qquad (2.15)$$

Коэффициент расчётной нагрузки $K_{ра}$ для цехов, которые планируется питать с помощью НРП, берётся по [2, табл.1]. Для цехов, питающихся от собственных ТП $K_{ра}$ берётся по [2, табл.2].

Соответственно вышесказанному, расчётная реактивная мощность силовой нагрузки находится по формуле:

$$Q_{р.сил} = P_{р.сил} \cdot tg\varphi. \qquad (2.16)$$

К примеру, для закалочно-травильного отделения:

$$P_{ном} = 7400 \text{ кВт};\ n_э = 256; K_{иа} = 0,65;\ \cos\varphi = 0,78 (tg\varphi = 0,8).$$

Согласно [2, табл.2] $K_{ра} = 0,8$.

По формуле (2.20):

$$P_{р.сил} = 0,65 \cdot 0,8 \cdot 7400 \text{ кВт} = 3848 \text{ кВт}.$$

По формуле (2.22):

$$Q_{р.сил} = 3848 \text{ кВт} \cdot 0,8 = 3087,18 \text{ квар}.$$

Расчётная нагрузка осветительных электроприёмников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной или иной поверхности пола с учётом коэффициента спроса [4]:

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_ц;$$

$$Q_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_ц \cdot tg\varphi_о,$$

где $K_{с.о}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки, определяется по [10, с.36]. Для ремонтно-механического цеха $K_{с.о} = 0,85$;

$P_{у.о}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха; определяется согласно [5, табл 4.16]. Для ремонтно-механического цеха: $P_{у.о} = 0,016 \frac{кВт}{м^2}$;

$F_ц$ – площадь цеха, м^2. Определяется графическим путём по исходным данным. Для ремонтно-механического цеха: $F_ц = 4250$ м^2;

$tg\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности с учётом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света; для ремонтно-механического цеха $tg\varphi_o = 0{,}48$.

$$P_{р.о} = 0{,}85 \cdot 0{,}016 \cdot 4250 = 57{,}8 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.о} = 0{,}85 \cdot 0{,}016 \cdot 4250 \cdot 0{,}48 = 27{,}9 \text{квар}.$$

Расчётная полная мощность и расчетный ток для каждого цеха находятся по формуле:

$$S_р = \sqrt{(P_{р.сил} + P_{р.о})^2 + (Q_{р.сил} + Q_{р.о})^2}. \quad (2.17)$$

$$S_р = \sqrt{(664{,}42 \text{ кВт} + 57{,}8 \text{ кВт})^2 + (377{,}384 \text{квар} + 27{,}9 \text{ квар})^2} = 828{,}2 \text{ кВА}.$$

2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию

В качестве высоковольтной нагрузки представлены тиристорные преобразователи с двигателями постоянного тока. Расчётная активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки согласно [2, 2.3.6] находятся по формулам:

$$P_р = \sum_{i=1}^{m} K_{иаi} \cdot P_{нi}. \quad (2.18)$$

$$Q_р = \sum_{i=1}^{m} K_{иаi} \cdot P_{нi} \cdot tg\varphi_i. \quad (2.19)$$

В данной выпускной квалификационной работе планируется осуществлять электроснабжение высоковольтных тиристорных преобразователей напрямую от шин НН ГПП.

Для ТПД4500 по формуле (2.1):

$$P_н = 3 \cdot 4500 = 13500 \text{кВт}.$$

Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi = 2{,}434$.

Тогда по формулам (2.18) и (2.19):

$$P_{рТПД} = 0{,}8 \cdot 13500 = 10800 \text{ кВт};$$

$$Q_{рТПД} = 0{,}8 \cdot 13500 \cdot 2{,}434 = 26289 \text{ квар}.$$

Результаты расчётов в пунктах 2.2 и 2.3 сведены в таблицы 2.3 и 2.4 соответственно.

2.4 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчётным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчётным активным нагрузкам электроприёмников напряжением до 1000 В, электроприёмников напряжением выше 1000 В и электрического освещения [6, 4.4.5]. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприёмников в цехах (за исключением РМЦ), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов.

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам [6, ф.4.16, 4.17]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \tag{2.20}$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}};\ \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}};\ \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \tag{2.21}$$

где $P_{pi}, P_{p.ni}, P_{p.vi}, P_{p.oi}$ – расчётные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприёмников напряжением до 1000 В, электроприёмников напряжением выше 1000 В и электрического освещения;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, $\frac{кВт}{м^2}$.

Масштаб m найдём из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчётной нагрузкой $P_{p.min}$ должен быть равен $r_{min} = 10$ мм.

Тогда масштаб m находится по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot (r_{min})^2}. \tag{2.22}$$

Определим расчётную мощность по цеху на примере прокатного отделения №1 по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.vi} + P_{p.oi}.$$

$$P_{pi} = 2008 + 38,08 + 26880 = 28926,08 \text{ кВт}.$$

Таблица 2.3 – Расчёт низковольтных нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_э$	$P_{ном}$, кВт	cosϕ	tg ϕ	$K_{иа}$	$P_с$, кВт	$Q_с$, квар	$K_{ра}$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$F_ц$, м^2	$P_{уд.о}$, кВт/м^2	cos ϕ_0	$K_{с.о}$	$P_{р.о}$, кВт	$Q_{р.о}$, квар	$P_р$+ $P_{р.о}$, кВт	$Q_р$+ $Q_{р.о}$, квар	$S_{р.\Sigma}$, кВА
Закалочно-травильное отделение	256	7400,0	0,78	0,8	0,65	4810,0	3859,0	0,80	3848,0	3087,2	4375	0,016	0,9	0,85	59,5	28,8	3907,5	3116,0	4997,8
Отделение листо-обработки	190	8285,0	0,80	0,75	0,6	4971,0	3728,3	0,80	3976,8	2982,6	2450	0,016	0,9	0,85	33,3	16,1	4010,1	2998,7	5007,3
Отделение продольно-поперечной резки	170	8000,0	0,70	1,02	0,55	4400,0	4488,9	0,80	3520,0	3591,1	3600	0,016	0,9	0,85	49,0	23,7	3569,0	3614,8	5079,8
Прокатное отделение №2	145	8400,0	0,86	0,59	0,45	3780,0	2242,9	0,80	3024,0	1794,3	6875	0,016	0,9	0,85	93,5	45,3	3117,5	1839,6	3619,8
Прокатное отделение №1	149	5020,0	0,64	1,20	0,50	2510,0	3013,5	0,80	2008,0	2410,8	2800	0,016	0,9	0,85	38,1	18,4	2046,1	2429,2	3176,1
Отделение светлой за-калки	115	8530,0	0,68	1,08	0,45	3838,5	4138,9	0,80	3070,8	3311,1	1050	0,016	0,9	0,85	14,3	6,9	3085,1	3318,0	4530,7
РМЦ	58	1847,0	0,87	0,57	0,48	885,9	503,2	0,75	664,4	377,4	4250	0,016	0,9	0,85	57,8	28,0	722,2	405,4	828,2
Освещение территории											15825	0,004	0,9	1,00	63,3	30,6	63,3	30,6	70,3
Итого по 0,4 кВ:		47481,8				25195,4	21974,6		20112,0	17554,5					408,7	197,8	20520,8	17752,3	27310,0

Таблица 2.4 – Расчёт высоковольтной нагрузки по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_э$, шт	$P_{ном}$,кВт	cosϕ	tg ϕ	$K_{иа}$	$P_с$, кВт	$Q_с$, квар	$K_{ра}$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар
Прокатное отделение №2										
ТПД 4500	3	13500	0,38	2,43	0,8	10800	26289,1	1	10800	26289,1
ТПД 6000	4	24000	0,38	2,43	0,7	16800	40894,1	1	16800	40894,1
ТПД 2400	4	9600	0,38	2,43	0,7	6720	16357,7	1	6720	16357,7
Прокатное отделение №1										
ТПД 6000	4	24000	0,38	2,43	0,8	19200	46736,2	1	19200	46736,2
ТПД 2400	4	9600	0,38	2,43	0,8	7680	18694,5	1	7680	18694,5
Итого по 10 кВ:	19	80700				61200	148971,5		61200	148971,5

По результатам расчётов, наименьшую расчётную активную нагрузку потребляет РМЦ. Поэтому по формуле (2.22):

$$m = \frac{722,22}{\pi \cdot (10)^2} = 2,3 \frac{кВт}{мм^2} \ .$$

Тогда для прокатного отделения №1 по формулам (2.20) и (2.21):

$$r_i = \sqrt{\frac{28926,08}{\pi \cdot 2,3}} = 63,28 \text{ мм};$$

$$\alpha_{нi} = 360 \cdot \frac{2008}{28926,08} = 25^o; \quad \alpha_{вi} = 360 \cdot \frac{26880}{28926,08} = 334,5^o;$$

$$\alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{38,08}{28926,08} = 0,5^o.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [6, 4.4.6, ф.18]:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}},$$

где X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i-го цеха.

$$X_0 = \frac{3907,5 \cdot 172,5 + \ldots + 722,22 \cdot 85}{3907,5 + \ldots + 722,22} = 122 \text{ м};$$

$$Y_0 = \frac{3907,5 \cdot 17,5 + \ldots + 722,22 \cdot 50}{3907,5 + \ldots + 722,22} = 50,78 \text{ м}.$$

Поскольку на предприятии отсутствуют цеха с грязной средой, разместим ГПП предприятия недалеко от центра электрических нагрузок без учета розы ветров. Размещение центра электрических нагрузок на генплане предприятия см. на рисунке 1.

Результаты расчётов пункта 2.4 сведены в таблицу 2.5.

Выводы по разделу два

В данном разделе были вычислены низковольтная, высоковольтная и осветительная нагрузки каждого цеха и отделений. Были получены данные, необходимые для построения картограммы электрических нагрузок.

Таблица 2.5

Наименование цеха	P_{pi}, кВт	$P_{p.ni}$, кВт	$P_{p.oi}$, кВт	$P_{p.vi}$, кВт	x_i, м	y_i, м	R_i, мм	α_{ni}, град	α_{oi}, град	α_{vi}, град
Закалочно-травильное отделение	3907,5	3848	59,5		172,5	17,5	23	354	5,5	0
Отделение листообработки	4010,1	3976,8	33,3		75,0	17,5	24	357	3,0	0
Отделение продольно-поперечной резки	3569,0	3520,0	49,0		20,0	45,0	22	355	4,9	0
Прокатное отделение №2	37437,5	3024,0	93,5	34320,0	172,5	52,5	72	29	0,9	330
Прокатное отделение №1	28926,1	2008,0	38,1	26880,0	75,0	55,0	63	25	0,5	335
Отделение светлой закалки	3085,1	3070,8	14,3		75,0	82,5	21	358	1,7	0
РМЦ	722,2	664,4	57,8		85,0	50,0	10	331	28,8	0
Итого	81657,5				122,1	50,8				0

3 РАСЧЁТ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия [6, 4.5].

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприёмников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. [6, 4.5].

Выбор трансформаторов цеховой ТП рассмотрим на примере электроснабжения ремонтно-механического цеха. Согласно [7, 2.7] выбор типа мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане предприятия. При этом должны учитываться также архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности. Электроснабжение данного цеха будет осуществляться от одной ТП-11.

Согласно [7, 4.5] удельная плотность нагрузки может быть найдена по формуле:

$$\sigma = \frac{S_р}{F_ц},$$

где σ – удельная плотность нагрузки, кВА/м^2;

$S_р$– расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ, кВА;

$F_ц$ – площадь цеха, м^2.

$$\sigma = \frac{828,2}{4250} = 0,19 \text{ кВА/м}^2.$$

Согласно [6, 6.4.7] при плотности нагрузки до 0,2 кВА/м^2 единичная мощность трансформатора равняется 1000 кВА.

Учитывая третью категорию по надежности электроснабжения электроприёмников установленных РМЦ, к установке в цеховую ТП принимается 1 трансформатора типа ТМЗ. Согласно [6, 6.4.5] допустимый коэффициент загрузки в нормальном режиме масляного трансформатора для однотрансформаторной подстанции $К_{з.д}$=0,9.

Согласно [6, 4.5] количество трансформаторов в цеховой ТП по условию экономической целесообразности определяется по формуле:

$$N^э_{т.min} = \frac{P_р}{К_{з.д} \cdot S^э_{н.т.}} + \Delta N_т, \qquad (3.1)$$

где $N^э_{т.min}$– количество трансформаторов цеховой ТП;

$P_р$ – расчетная нагрузка ТП от потребителей 0,4 кВ;
$S^э_{н.т.}$ – экономически целесообразная мощность одного трансформатора,
$\Delta N_т$ – добавка до целого числа.

Из предыдущих расчётов известно, что расчётная активная нагрузка на шинах цеховой ТП: $P_р$=722,22 кВт; расчётная реактивная нагрузка: $Q_р$=405,36 квар.

По (3.1):

$$N^э_{т.min} = \frac{722,22}{0,9 \cdot 1000} + \Delta N_т = 0,8 + 0,2 = 1.$$

Мы получили, что количество трансформаторов в цеховой ТП по условию экономической целесообразности удовлетворяет условию надежности электроснабжения. Поэтому к установке принимаем 1 трансформатор. Мощность одного трансформатора находим по формуле:

$$S_{н.т} \geq \frac{P_р}{К_{з.д} \cdot N^н_{т.min}},$$

где $N^н_{т.min}$ – минимальное число трансформаторов по условию надежности электроснабжения: $N^н_{т.min} = 1$.

$$S_{н.т} \geq \frac{722,22}{0,9 \cdot 1} = 802,47 \text{ кВА}.$$

По [8, табл.1] принимаем для установки в цеховую ТП трансформатор типа ТМЗ n_i=1 номинальной мощностью $S_{н.т}$=1000 кВА.

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети внутреннего электроснабжения предприятия в сеть напряжением 0,4 кВ находится по формуле [6, 4.5]:

$$Q_{1р} = \sqrt{(n_i \cdot К_{з.д} \cdot S_{н.т})^2 - P_р^{\,2}},$$

где n_i – число трансформаторов цеховой ТП.

$$Q_{1р} = \sqrt{(1 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - (722,22)^2} = 537 \text{ квар}.$$

Поскольку наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы ТП способны пропустить, больше значения расчётной реактивной мощности цеховой ТП, то реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 согласно [6, 4.5] принимается равной Q_1=$Q_р$= 405,36 квар. В общем случае мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на стороне 0,4 кВ цеховой ТП, определяется по формуле [6, 4.5]:

$$Q_к = Q_р - Q_1. \qquad (3.2)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах могут быть найдены согласно [6, 4.5] по формулам:

$$К_{з.н} = \frac{\sqrt{(P_р)^2 + (Q_1)^2}}{n_i \cdot S_{н.т}}, \quad (3.3)$$

$$К_{з.п} = \frac{S_{р.т} \cdot n_i}{(n_i - 1) \cdot S_{н.т}}, \quad (3.4)$$

где $S_{р.т}$ – полная расчетная мощность, приходящаяся на один трансформатор ТП.

Для ТП-11:

$$S_{р.т} = \frac{\sqrt{(P_р)^2 + (Q_1)^2}}{n_i}.$$

$$S_{р.т} = \frac{\sqrt{(722,22)^2 + (405,36)^2}}{1} = 828,2 \text{ кВА}.$$

По (3.3):

$$К_{з.н} = \frac{828,2}{1 \cdot 1000} = 0,83.$$

Так как трансформаторная подстанция однотрансформаторная, то в случае аварии электроснабжение нарушится, поэтому коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме равен 0.

Параметры холостого хода и короткого замыкания для трансформатора ТМЗ-1000, взятые из [8, табл.2] в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры холостого хода и короткого замыкания трансформатора ТМЗ-1000

$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_к$, %
1,9	12,2	1,7	5,5

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе можно найти по известным формулам:

$$\Delta P_т = n_i \cdot (\Delta P_{хх} + К_{з.н}{}^2 \cdot \Delta P_{кз}).$$

$$\Delta P_т = 1 \cdot \left(1,9 + 0,83^2 \cdot 12,2\right) = 10,3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_т = \frac{n_i \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{хх} + К_{з.н}{}^2 \cdot U_к).$$

$$\Delta Q_т = \frac{1 \cdot 1000}{100}\left(1,7 + 0,83^2 \cdot 5,5\right) = 54,89 \text{ квар}.$$

Активная и реактивная мощности соответственно, потребляемые ТП-11 из сети внутризаводского электроснабжения, могут быть определены по формулам:

$$P_{р.ТП-11} = P_р + \Delta P_т.$$

$$P_{р.ТП-11} = 722,22 + 10,3 = 732,52 \text{ кВт}.$$

$$Q_{р.ТП-11} = Q_1 + \Delta Q_т.$$

$$Q_{р.ТП-11} = 405,36 + 54,89 = 460,25 \text{ квар}.$$

Полная мощность, потребляемая ТП-11 из сети внутризаводского электроснабжения, может быть найдена по формуле:

$$S_{р.ТП-11} = \sqrt{(P_{р.ТП-11})^2 + (Q_{р.ТП-11})^2}.$$

$$S_{р.ТП-11} = \sqrt{(732,52)^2 + (460,25)^2} = 865 \text{ кВА}.$$

Аналогично были выбраны трансформаторы цеховых ТП остальных цехов. Результаты выбора приведены в таблице 3.2.

Размещение цеховых ТП на генплане предприятия представлено на рисунке 1.

Выводы по разделу три

В данном разделе было определено количество цеховых трансформаторных подстанций, выбраны трансформаторы, и рассчитаны коэффициенты их загрузки и потери в них.

Таблица 3.2

Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P_P, кВт	Q_P, квар	S_P, кВА	$F_Ц$, м^2	$\delta_{ЭТ}$	$S_{ЭТ}$, кВА	Тип тр-ра, № ТП	$K_{ЗТДОП}$	$N_{tminЭ}$	$N_{tminЭ}$	ΔN_T	N_{tmin}	m	$N_{tопт}$	$S_{НОМТР}$, кВА	$S_{НОМТР}$, кВА	Q_{1P}, квар	Q_1, квар	$Q_{КУ}$, квар	$K_{ЗТнор}$	$K_{ЗТП/АВ}$	ΔP_{XX}, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	I_{XX}, %	$U_{КЗ}$, %	ΔP_T, кВт	ΔQ_T, квар	$P_P+\Delta P_T$, кВт	$Q_1+\Delta Q_T$, квар	S_P, кВА
Закалочно-травильное отделение	2	3908	3116	4998	4375	1,1	1600	ТМЗ ТП1, ТП2	0,7	3,5	4	0,5	2	0	4	1396	1600	2191	2191	925	0,70	1,4	2,65	16,6	1,0	6,0	43	252	3951	3368	5192
Отделение листо-обработки	2	4010	2999	5007	2450	2,0	1600	ТМЗ ТП3, ТП4	0,7	3,6	4	0,4	2	0	4	1432	1600	1997	1997	1001	0,70	1,4	2,65	16,6	1,0	6,0	43	252	4053	3251	5196
Отделение продольно-поперечной резки	2	3569	3615	5080	3600	1,4	1600	ТМЗ ТП5, ТП6	0,7	3,2	4	0,8	2	0	4	1275	1600	2708	2708	907	0,70	1,4	2,65	16,6	1,0	6,0	43	252	3612	3867	5292
Прокатное отделение №2	2	3118	1840	3620	6875	0,5	2500	ТМЗ ТП7	0,7	1,8	2	0,2	2	0	2	2227	2500	1591	1591	249	0,70	1,4	3,75	26,0	0,8	6,0	33	187	3150	2027	3746
Прокатное отделение №1	2	2046	2429	3176	2800	1,1	1600	ТМЗ ТП8	0,7	1,8	2	0,2	2	0	2	1461	1600	912	912	1518	0,70	1,4	2,65	16,6	1,0	6,0	22	126	2068	2555	3287
Отделение светлой закалки	2	3085	3318	4531	1050	4,3	1600	ТМЗ ТП9, ТП10	0,7	2,8	3	0,2	2	0	4	1102	1600	3248	3248	70	0,70	1,4	2,65	16,6	1,0	6,0	43	252	3128	3570	4747
РМЦ	3	722	405	828	4250	0,2	1000	ТМЗ ТП11	0,9	0,8	1	0,2	1	0	1	802,5	1000	537	405	0	0,83	-	1,90	12,2	1,7	5,5	10	55	732	460	865
Итого по нагрузке 0,4 кВ		20457	17722	27240																							237	1376	20695	19098	28324

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. [6, 4.6].

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [6]:

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

где L – длина питающей ГПП линии, согласно исходным данным L=2,7 км;

$P_{р.п}$ – расчётная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [2, 4.3.6]:

$$P_{р.п} = K_{о.м}\left[P_{р.НВ} + \sum P_{р.ВВ} + \Delta P_{т\Sigma}\right] + P_{р.о}, \quad (4.2)$$

где $K_{о.м}$ – коэффициент одновременности максимумов, является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{ИА}$ [2, табл. 3], по формуле (3.5):

$K_{иа} = \frac{86395}{128181} = 0,674$, исходя из [2, табл. 3] $K_{ОМ}$ = 0,85;

$P_{р.НВ}$ – расчётная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 2 известно, что $P_{р.НВ} = 20112$ кВт;

$P_{р.ВВ}$ – сумма расчётных активных мощностей высоковольтных электроприёмников; из раздела 2 известно, что $\sum P_{р.ВВ} = 61200$ кВт;

$P_{р.о}$ – расчётная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение. Из раздела 2 известно, что $P_{р.о} = 408,74$ кВт;

$\Delta P_{т\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Из раздела 3 известно, что $\Delta P_{т\Sigma} = 237,4$ кВт.

По формуле (4.2):

$$P_{р.п} = 0,85 \cdot (20112 + 61200 + 237,4) + 408,74 = 69673,9 \text{ кВт}.$$

По формуле (4.1):

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{2,7 + 0,016 \cdot 69673,9} = 145,1 \text{ кВ}.$$

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 10 и 220 кВ. Выбираем ближайшее номинальное напряжение 220 кВ.

Полная расчётная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближённо по формуле [6]:

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

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [6]:

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

где $tg\varphi_{эс}$ примем равным 0,5 для напряжения 220 кВ [11].

$$Q_{эс} = 69673,9 \cdot 0,59 = 34837 \text{ квар}.$$

По формуле (4.3):

$$S_{р.п} = \sqrt{(69673,9)^2 + (34837)^2} = 77897 \text{ кВА}.$$

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП определяется по формуле [6]:

$$S_т = \frac{S_{р.п}}{n \cdot К_{з.д}},$$

где n – количество трансформаторов на ГПП, n=2;

$К_{з.д}$ – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме, $К_{з.д} = 0,7$.

$$S_т = \frac{77897}{2 \cdot 0,7} = 55640 \text{ кВА}.$$

Из стандартного ряда мощностей трансформаторов принимаем: $S_{т.н} = 63$ МВА.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе было вычислено значение рационального напряжения внешнего электроснабжения, равное 145 кВ; была рассчитана мощность трансформатора ГПП.

5 ВЫБОР СХЕМЫ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Так как в главе 4 по формуле Стилла получили рациональное напряжение, равное 145,1 кВ и необходимо передавать достаточно большую мощность, то нет смысла производить технико-экономическое сравнение схем внешнего электроснабжения напряжением 220 и 10 кВ. Исходя из этого, выбираем схему РУ ВН ГПП - Два блока линия-трансформатор с выключателем. Схема РУ НН ГПП - две секционированные выключателями системы шин. В качестве трансформатора ГПП выбираем ТРДЦН-63000/220. [8, табл.2.108].

1) Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТРДЦН-63000/220 приведены в таблице 5.1 [8, табл.2.108].

Таблица 5.1

$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_к$, %
70	265	0,8	11,5

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам, аналогичным (3.10) и (3.11) [6, 4.7]. При этом

$$К_{з.н} = \frac{75617}{2 \cdot 63000} = 0,6.$$

По формуле (3.10):

$$\Delta P_Т = 2 \cdot (70 + (0,6)^2 \cdot 265) = 330,88 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.11):

$$\Delta Q_Т = \frac{2 \cdot 63000}{100} \cdot (0,7 + (0,6)^2 \cdot 11,5) = 6226,7 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [6]:

$$\Delta W_т = n \cdot \left(\Delta P_{хх} \cdot T_г + \left(К_{з.н}\right)^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau \right), \quad (5.1)$$

где n– число трансформаторов на ГПП;

$T_г$– число часов в году, $T_г = 8760$ ч.;

τ – годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению [6, 4.7]:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_м}{10^4})^2 \cdot T_г, \quad (5.2)$$

где $T_м$– годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [9, табл.2.3] $T_м = 4355$ ч.

$$\tau = (0{,}124 + \frac{4355}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2742.$$

По формуле (5.1):

$$\Delta W_т = 2 \cdot \left(70 \cdot 8760 + 0{,}6^2 \cdot 265 \cdot 2742\right) = 1749848 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

2) Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле [6, 4.7]:

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

$$S_{р.л} = \sqrt{(69673{,}9 + 340{,}95)^2 + (34837)^2} = 78193{,}88 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии 220 кВ находится по формуле [6, 4.7]:

$$I_{р.л} = \frac{S_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_н},$$

где N – число цепей линии, N=1;

$U_н$– номинальное напряжение сети; $U_н = 220$ кВ.

$$I_{р.л} = \frac{78193{,}88}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 205{,}2 \text{ А}.$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [6, 4.7]:

$$I_п = 2 \cdot I_{р.л}.$$

$$I_п = 2 \cdot 205{,}2 = 410{,}4 \text{ А}.$$

Согласно [6, 4.7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_э = \frac{I_{р.л}}{j_э},$$

где $j_э$– экономическая плотность тока, А/мм^2. Согласно [10, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_м = 4355$ ч. равняется $j_э = 1{,}1$ А/мм^2.

$$F_э = \frac{205{,}2}{1{,}1} = 186{,}55 \text{ мм}^2.$$

По условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 220 кВ составляет 240 мм^2. Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимаем провода с сечением $F = 240$ мм^2. Параметры провода [12, табл.7.33, 7.38]: длительно допустимый ток $I_Д$=610 А; удельные активное и индуктивное сопротивления: r_0=0,118 Ом/км; x_0=0,435 Ом/км.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме [6, 4.7]:

$$I_Д > I_п .$$

$$610 \text{ А} > 410{,}4 \text{ А} .$$

Потери активной энергии в проводах за год [6, 4.7]:

$$\Delta W_л = N \cdot \left(3 \cdot (I_{р.л})^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau\right) \cdot 10^{-3}.$$

$$\Delta W_л = 1 \cdot \left(3 \cdot (205{,}2)^2 \cdot 0{,}118 \cdot 2{,}7 \cdot 2742\right) \cdot 10^{-3} = 110369{,}78 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

3) Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчёта токов КЗ представлены на рисунке 5.1.

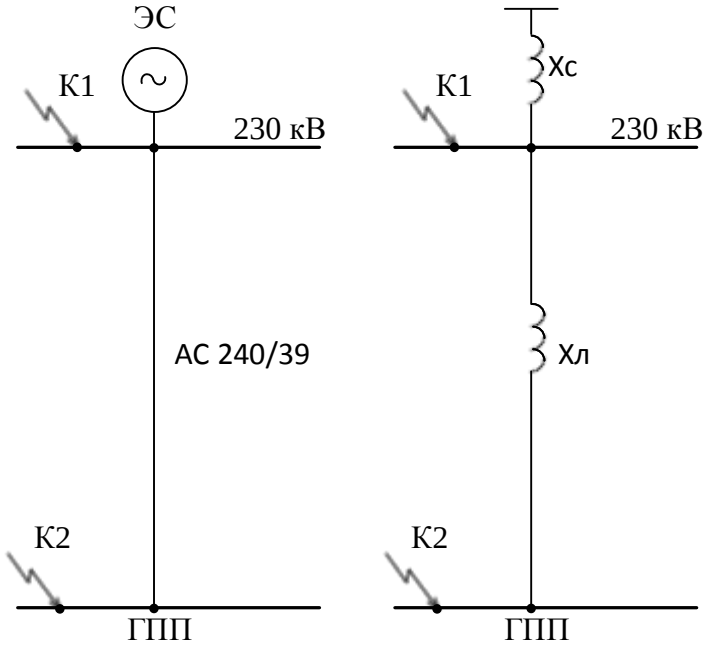

Рисунок 5.1 – Схемы для расчёта токов КЗ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 220 кВ S_C=7600 МВА. Расчёт токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_Б$=1000 МВА, $U_Б$=230 кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах согласно [6, 4.7]:

$$X_{C*} = \frac{S_Б}{S_C}.$$

$$X_{C*} = \frac{1000}{7600} = 0{,}13.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле: [6, 4.7]:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_Б}{(U_Б)^2}.$$

$$X_{л*} = \frac{0{,}435 \cdot 2{,}7 \cdot 1000}{(230)^2} = 0{,}02.$$

Ток короткого замыкания точке 1 равен [6, 4.7]:

$$I_{К1} = I_{п01} = \frac{I_Б}{X_{c*}} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot X_{C*}},$$

где $I_{п01}$– действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0{,}13} = 19{,}08 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{К2} = I_{п02} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot (X_{C*} + X_{л*})}.$$

$$I_{К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot (0{,}13 + 0{,}02)} = 16{,}32 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [6, 4.7]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_у \cdot I_К,$$

где $K_у$– ударный коэффициент. Согласно [2, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{у1}$=1,72, $K_{у1}$=1,8.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}72 \cdot 19{,}08 = 46{,}41 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 16{,}32 = 41{,}55 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [6, ф. 4.49]:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_К \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (5.14)$$

где T_a– постоянная времени затухания апериодической составляющей; по [2, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2: $T_{a1} = 0{,}03$ с; $T_{a2} = 0{,}05$ с.

4) Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. ГПП предприятия планируется выполнить с помощью КТПБ-220 [13]. К установке в главных схемах КТПБ-220 может быть принят выключатель ВГТ-220-40/3150 УХЛ1 [14]. Проверим данный тип выключателя на возможность применения в качестве выключателей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Согласно [7, 4.7] выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению:

$$U_с \leq U_н. \quad (5.15)$$

Проверим условие (5.15) [17, 3.1]: 220 кВ=220 кВ.

- По номинальному току:

$$I_{раб.утяж} \leq I_н, \quad (5.16)$$

где $I_{раб.утяж}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжёлом режиме:

$$I_{раб.утяж} = \frac{1{,}4 \cdot S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_н}. \quad (5.17)$$

По (5.17):

$$I_{раб.утяж} = \frac{1{,}4 \cdot 63 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 231{,}46 \text{ А}.$$

Проверяем условие (5.16) [17, 3.1]: $231{,}46 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$.

- По номинальному току электродинамической стойкости:

а) симметричная составляющая:

$$I_{п0} \leq I_{дин}, \quad (5.18)$$

где $I_{п0}$– начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Для точек 1 и 2 соответственно $I_{п01} = I_{К1} = 19{,}08$ кА, $I_{п02} = I_{К2} = 16{,}32$ кА;

$I_{дин}$– действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости.

Проверяем условие (5.18) [7, 3.1]:

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы $19{,}08$ кА ≤ 40 кА.

- Для выключателей на вводе ГПП $16{,}32$ кА ≤ 40 кА .

б) асимметричная составляющая:

$$i_{уд} \leq i_{дин.макс}, \tag{5.19}$$

где $i_{дин.макс}$– наибольший пик тока электродинамической стойкости.

Проверяем условие (5.19) [7, 3.1]:

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы $46{,}41$ кА ≤ 102 кА .

- Для выключателей на вводе ГПП $41{,}55$ кА ≤ 102 кА.

- По номинальному току отключения:

а) симметричная составляющая:

$$I_{пt} \leq I_{отк}, \tag{5.20}$$

где $I_{пt}$– действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для времени t. Поскольку точки КЗ 1 и 2 связаны с энергосистемой непосредственно, то будем считать, что $I_{пt} = I_{п0}$.

Проверим выполнение условия (5.20) [7, 3.1]:

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы $19{,}08$ кА ≤ 40 кА.

- Для выключателей на вводе ГПП $16{,}32$ кА ≤ 40 кА.

б) асимметричная составляющая:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_н}{100}\right), \tag{5.21}$$

где $\beta_н$– процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания. $\beta_н = f(\tau)$ [6, рисунок 4.5]:

$$\tau = t_{з.мин} + t_c, \tag{5.22}$$

где $t_{з.мин}$=0,01 с – минимальное время действия релейной защиты;

t_c – собственное время отключения выключателя; согласно [14, 3.1] t_c=0,035с.

По (5.22):

$$\tau = 0{,}01 + 0{,}035 = 0{,}045 \text{ с}.$$

По [5, рисунок 4.5] определяем, что $\beta_н = 35$ %, что допустимо для данного выключателя (номинальное относительное содержание апериодической составляющей не более 40%) [14, 3.1].

По формуле (5.14):

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 19,08 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 7,11 \text{ кА}.$$

- Для выключателей на вводе ГПП

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 16,32 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 10,37 \text{ кА}.$$

Проверим условие (5.21) [7, 3.1]:

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$\sqrt{2} \cdot 19,08 + 7,11 = 34,09 \text{ кА} \le \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76,4 \text{ кА}.$$

- Для выключателей на вводе ГПП:

$$\sqrt{2} \cdot 16,32 + 10,37 = 33,45 \text{ кА} \le \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76,4 \text{ кА}.$$

- По номинальному импульсу квадратичного тока:

$$B_k = (I_{п0})^2 \cdot \left(t_з + t_c + T_a\right) \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}, \qquad (5.23)$$

где $t_з$ – время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы (См. раздел 7)).

$I_{тер}$– ток термической стойкости. По [7, 3.1]: $I_{тер} = 40$ кА;

$t_{тер}$– время протекания тока термической стойкости. По [14, 3.1]: $t_{тер}$= 3 с.

Проверяем условие (5.23):

- Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$19,08^2 \cdot \left(2,1 + 0,035 + 0,03\right) = 788,16 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le (40)^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

- Для выключателей на вводе ГПП:

$$16,32^2 \cdot \left(1,8 + 0,035 + 0,05\right) = 502,06 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le (40)^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

К установке в главных схемах КТПБ-220 может быть принят разъединитель РГНП-220/1000 УХЛ1 [15]. Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Согласно [7, 4.7] разъединители выбираются

- По номинальному напряжению [15] по формуле (5.15): 220 кВ = 220 кВ.
- По номинальному длительному току (формула (5.16)) [15]: $231,46 \text{А} \le 1000$ А.
- По электродинамической стойкости (формула (5.19)) [15]:

- Для разъединителей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$46,41 \text{кА} \le 80 \text{ кА}.$$

- Для разъединителей на вводе ГПП: $41,55 \text{ кА} \le 80$ кА.

- По термической стойкости (формула (5.23)) [15]:

- Для разъединителей отходящих линий подстанции энергосистемы:

а) Для главных ножей:

$$19,08^2 \cdot (2,1 + 0,035 + 0,03) = 788,16(\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75(\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

б) Для заземляющих ножей:

$$19,08^2 \cdot (2,1 + 0,035 + 0,03) = 788,16(\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le 31,5^2 \cdot 1 = 992,25(\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

- Для разъединителей на вводе ГПП:

а) Для главных ножей:

$$16,32^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,05) = 502,06(\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75(\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

б) Для заземляющих ножей:

$$16,32^2 \cdot (1,8 + 0,035 + 0,05) = 502,06(\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le 31,5^2 \cdot 1 = 992,25(\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке в КТПБ-220 принимается ограничитель перенапряжения ОПН-П/ЗЭУ-220 УХЛ1 [16]. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения 3хНАМИ-220 УХЛ1.

Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 220 кВ представлена на рисунке 5.2.

Выводы по разделу пять

В данном разделе была выбрана схема внешнего электроснабжения, было выбрано и проверено оборудование на напряжение 220 кВ.

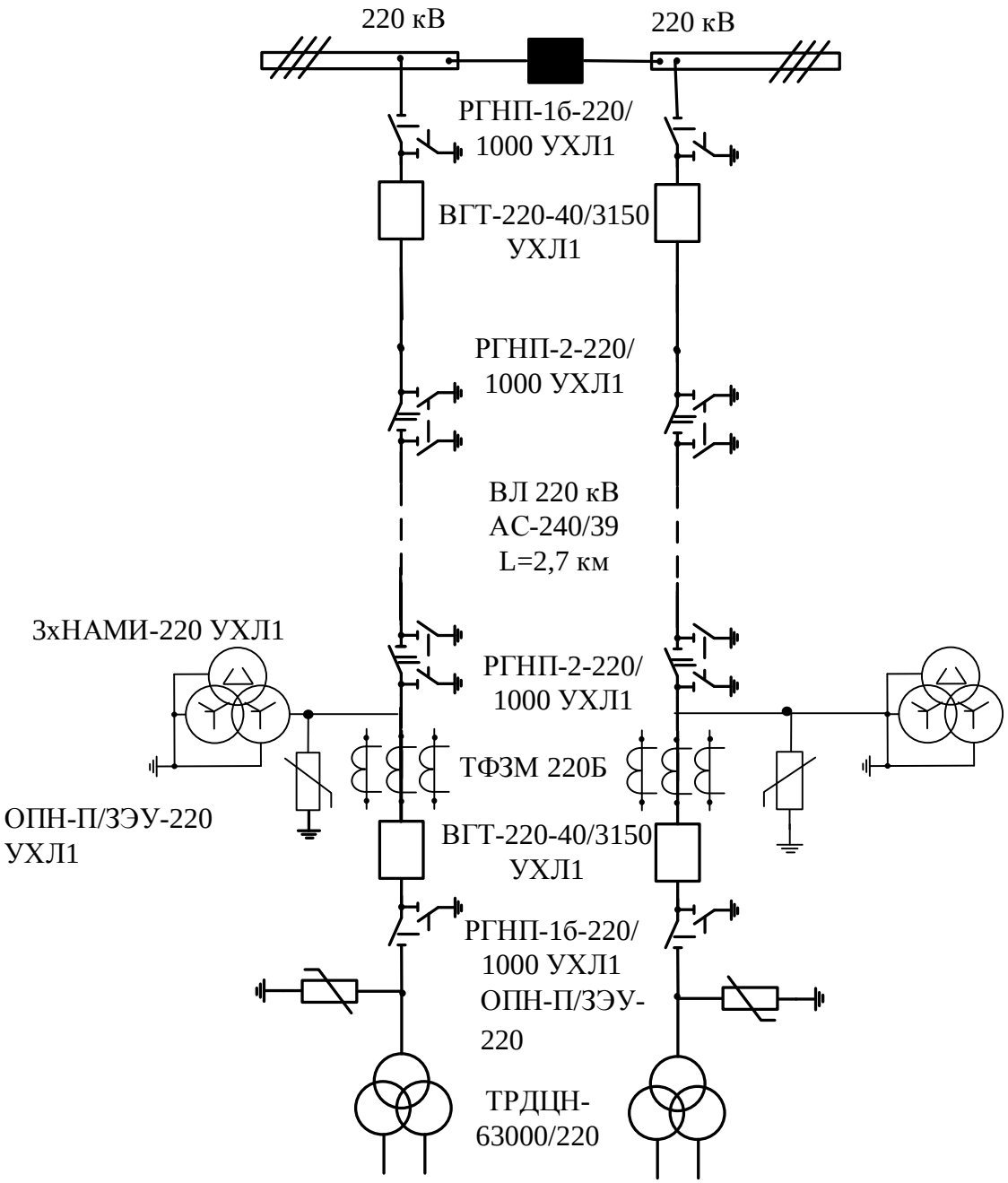

Рисунок 5.2 – Схема электроснабжения на напряжение 220 кВ

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

6.1 Выбор напряжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприёмников с номинальным напряжением 6 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ [7, 4.8.1].

6.2 Технико-экономическое обоснование фрагмента схемы внутреннего электроснабжения

Согласно [7, 6.3.11] питание ТП 2-10/0,4 кВ может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной схеме (к одной магистрали могут быть подключены до трёх трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА). Поэтому для сравнения фрагментов схемы внутреннего электроснабжения выберем 2 схемы: радиальную и магистральную. В качестве примера рассмотрим питание ТП-1 и ТП-2.

6.2.1 Радиальная схема внутреннего электроснабжения фрагмента

На рис 6.1 представлена радиальная схема внутреннего электроснабжения ТП-2 и ТП-1.

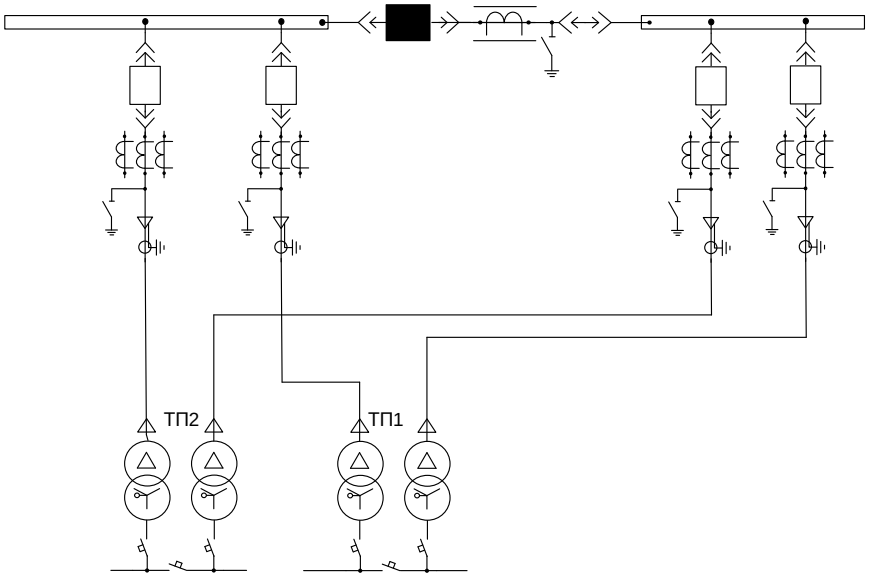

Рисунок 6.1

1) Выбор кабельных линий 10 кВ, питающих ТП2 и ТП1, по экономической плотности тока.

Расчетный ток кабельной линии КЛ2, питающей ТП2 найдём по формуле:

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \quad (6.1)$$

где $S_{р.к}$– мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Поскольку ТП-1 питается по условиям надежности от двух секций шин ГПП по двум кабельным линиям, то в качестве $S_{р.к}$ принимаем мощность одного трансформатора ТП-1 с учётом потерь. Из раздела 3 известно, что

$$S_{р.ТП-1} = \frac{S_{р1}}{2} = \frac{5191,52}{2} = 2595,76 \text{ кВА}.$$

Поэтому

$$S_{р.к} = \frac{S_{р.ТП-1}}{2} = \frac{2595,76 \text{ кВА}}{2} = 1297,88 \text{ кВА}.$$

По (6.1):

$$I_{р.к} = \frac{1297,88 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 75 \text{ А}.$$

Сечение кабельной линии по формуле [6, ф.4.63]:

$$F_э = \frac{I_{р.к}}{j_э}, \quad (6.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока. По [4, табл. 1.3.36] $j_э = 1,4 \ \frac{А}{мм^2}$.

$$F_э = \frac{75}{1,4} = 53,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель 2хАПвП(3х50).

Аналогично выбирается кабель, питающий ТП1. Результаты расчётов сведены в таблицу 6.1 (в данной таблице представлены только те данные, которые необходимы для технико-экономического сравнения; более подробный расчёт приведён в таблице 6.5).

Таблица 6.1 – Выбор кабеля

Конечные пункты линии	Pр.л., кВт	Qр.л, квар	Sр.л, кВА	U, кВ	$I_{р.л}$, А	Тип и кол-во кабелей	Длина линии, км	r_0, Ом/км
КЛ1:ГПП-ТП1	1975,32	1684,07	2595,76	10	75	2хАПвП(3х50)	0,123	0,62
КЛ2:ГПП-ТП2	1975,32	1684,07	2595,76	10	75	2хАПвП(3х50)	0,195	0,62

2) Выбор вводного выключателя.

В главе 5 в качестве ГПП выбрана КТПБ-220 кВ. В качестве КРУ 10 кВ выбирается К-63 У1, ХЛ1. К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВБЭ-10-40/ 3150 УХЛ 1 [17] (см. проверку в главе 8).

Определим годовые приведённые затраты данной схемы [7, ф. 4.59]:

$$З = \sum_{i=1}^{n} E_i \cdot K_i + C_э + У, \tag{6.3}$$

где E_i– общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_i = E_н + E_{oi} + E_{ai}, \tag{6.4}$$

где $E_н$– нормативный коэффициент эффективности: $E_н = 0{,}12$;

E_{oi}– расходы на обслуживание;

E_{ai}– отчисления на амортизацию;

K_i– сумма капитальных затрат i-й группы одинаковых элементов.

$C_э$– стоимость годовых потерь электроэнергии;

У– ущерб от перерывов электроснабжения, определяющийся для вариантов, неравноценных по надежности.

В данной выпускной квалификационной работе будут рассматриваться равнонадёжные варианты и показатель У из расчётов исключается [7, с. 46].

- Ячейка выключателя

Количество ячеек выключателя – 4. Стоимость ячейки выключателя согласно [18] К=130 тыс. руб.

Сумма капитальных затрат на группу элементов системы электроснабжения находится по формуле:

$$K_i = K_{справ} \cdot K_{НДС} \cdot n. \tag{6.5}$$

По формуле (6.5):

$$K = 130 \cdot 1{,}18 \cdot 4 = 613{,}6 \text{ тыс.руб.}$$

Согласно [7, табл. 2.1]: $E_a = 0{,}063$; $E_o = 0{,}03$.

По формуле (6.4):

$$E = 0{,}12 + 0{,}063 + 0{,}03 = 0{,}213.$$

Таким образом, годовые затраты:

$$E \cdot K = 0{,}213 \cdot 613{,}6 = 130{,}69 \text{ тыс. руб.}$$

- КЛ1 и КЛ2

Длина КЛ1 = 123 м. Стоимость одного метра кабельной линии АПвП(3х50) согласно [18] = 245 руб.

Длина КЛ2=195 м. Стоимость одного метра кабельной линии АПвП (3х50) согласно [18] = 245 руб.

По (6.5):

$$K = k \cdot L = (123 \cdot 245 + 195 \cdot 245) \cdot 1{,}18 = 91{,}934 \text{ тыс.руб}.$$

Согласно [7, табл. 2.1]: $E_а = 0{,}03$; $E_о = 0{,}02$.

По формуле (6.4):

$$E = 0{,}12 + 0{,}03 + 0{,}02 = 0{,}17.$$

Приведённые капитальные затраты:

$$E \cdot K = 0{,}17 \cdot 91{,}934 = 15{,}63 \text{ тыс.руб.}$$

Потери активной энергии в кабелях за год [6, ф. 4.43]:

$$\Delta W_л = N \cdot \left(3 \cdot \left(I_{р.л}\right)^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau\right),$$

где τ– годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению [1, ф.4.37]:

$$\tau = (0{,}124 + \frac{T_м}{10^4})^2 \cdot T_г, \tag{6.6}$$

где $T_м$– годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [5, табл.2.3] для металлообрабатывающих заводов $T_м = 4355$ ч.

По (6.6):

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

Для КЛ1:

$$\Delta W_л = 2 \cdot (3 \cdot (75)^2 \cdot 0{,}62 \cdot 0{,}123 \cdot 2742) = 7{,}06 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Для КЛ2:

$$\Delta W_л = 2 \cdot (3 \cdot (75)^2 \cdot 0{,}62 \cdot 0{,}195 \cdot 2742) = 11{,}19 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС согласно [7, ф. 4.60]:

$$C_э = \Delta W \cdot C_0', \tag{6.7}$$

где C_0'– удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0' = \delta\left(\frac{\alpha \cdot K_М}{\tau} + \beta\right), \tag{6.8}$$

где α – основная ставка тарифа, α=674,31 руб/(кВт· год);

β – стоимость одного кВт· ч электроэнергии, β=1,846 руб/(кВт· ч) (данные за 2014г.);

$K_М$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_М$ активной мощности предприятия, определяется по таблице [3, прил.4], $K_М$=0,79;

δ – поправочный коэффициент, для напряжения 10 кВ δ=1,04.

Тогда:

$$C_0^{'} = 1,04 \cdot \left(\frac{674,31 \cdot 0,79}{2742} + 1,846 \right) = 2,12.$$

По (6.7) для КЛ:

$$C_э = (7,06 + 11,19) \cdot 10^3 кВт \cdot ч \cdot 2,12 \frac{руб}{кВт \cdot ч} \cdot 10^{-3} = 38,7 \text{ тыс.руб}.$$

Сведём результаты расчётов таблицу 6.2.

Таблица 6.2 –Технико-экономические показатели схемы №1

Наименование оборудования	Капитальные затраты, тыс. руб	Приведённые капитальные затраты, тыс. руб.	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.	Приведённые затраты, тыс. руб.
Кабельная линия 10 кВ	91,934	15,63	38,7	54,33
Ячейка вводного выключателя	613,6	130,69	-	130,69
Итого				185,02

6.2.2 Магистральная схема внутреннего электроснабжения фрагмента

На рис 6.2 представлена магистральная схема внутреннего электроснабжения ТП-2 и ТП-1.

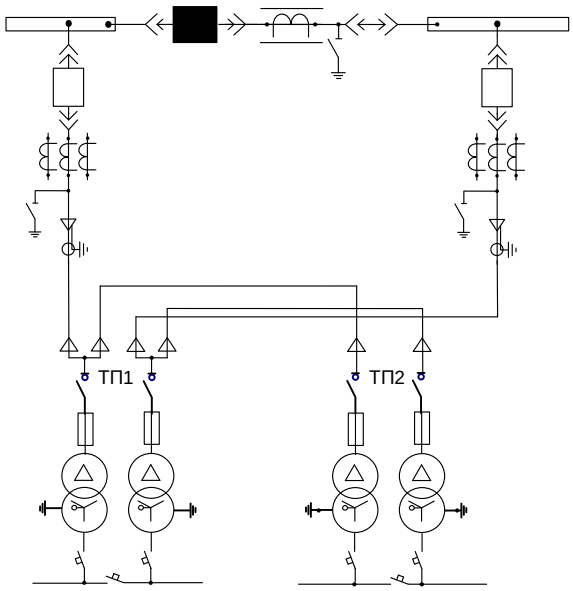

Рисунок 6.2

1) Выбор кабельных линий 10 кВ, питающих ТП2 и ТП1, по экономической плотности тока. Расчёты аналогичны предыдущим, сведём их в таблицу 6.3.

2) Вводной выключатель ставим тот же, ВБЭ-10-40/ 3150 УХЛ 1.

Таблица 6.3 – Выбор кабеля

Конечные пункты линии	Pр.л., кВт	Qр.л, квар	Sр.л, кВА	U, кВ	$I_{р.к}$, А	Тип и кол-во кабелей	Длина линии, км	r_0, Ом/км
КЛ1:ГПП-ТП1	3950,636	3368,137	5191,519	10	150	2хАПвП(3х150)	0,123	0,206
КЛ2:ТП1-ТП2	1975,32	1684,07	2595,76	10	75	2хАПвП(3х50)	0,072	0,62

3) Выбор выключателей нагрузки с предохранителем (ВНП)

На стороне ВН трансформатора ТП к установке намечается выключатель нагрузки с предохранителем ВНП-17 (см. проверку в главе 9). Стоимость данного оборудования взята по информации [18].

Определим годовые приведённые затраты данной схемы по формуле (6.3).

- Ячейка выключателя

Количество ячеек выключателя – 2.

Сумма капитальных затрат по формуле (6.5):

$$K = 130 \cdot 1{,}18 \cdot 2 = 306{,}8 \text{ тыс.руб.}$$

$$E = 0{,}12 + 0{,}063 + 0{,}03 = 0{,}213.$$

Таким образом, годовые затраты:

$$E \cdot K = 0{,}213 \cdot 306{,}8 = 65{,}35 \text{ тыс. руб.}$$

- КЛ1 и КЛ2

Длина КЛ1 = 123 м. Стоимость одного метра кабельной линии АПвП (3х150) согласно [17] = 702 руб.

Длина КЛ2=72 м. Стоимость одного метра кабельной линии АПвП (3х50) согласно [17] = 245 руб.

По (6.5):

$$K = k \cdot L = (123 \cdot 705 + 72 \cdot 245) \cdot 1{,}18 = 123{,}14 \text{ тыс.руб .}$$

$$E = 0{,}12 + 0{,}03 + 0{,}02 = 0{,}17.$$

Приведённые капитальные затраты:

$$E \cdot K = 0{,}17 \cdot 123{,}14 = 20{,}9 \text{ тыс.руб.}$$

Для КЛ1:

$$\Delta W_л = 2 \cdot (3 \cdot (150)^2 \cdot 0{,}206 \cdot 0{,}123 \cdot 2742) = 9{,}38 \cdot 10^3 \text{ кВт· ч.}$$

Для КЛ2:

$$\Delta W_л = 2 \cdot (3 \cdot (75)^2 \cdot 0{,}62 \cdot 0{,}072 \cdot 2742) = 4{,}13 \cdot 10^3 \text{ кВт· ч.}$$

По (6.27) для КЛ:

$$C_{эл} = (9{,}38 + 4{,}13) \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2{,}12 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot 10^{-3} = 28{,}64 \text{тыс.руб.}$$

- Ячейка выключателя нагрузки с предохранителем.

Количество ячеек выключателя - 4. К=18,9 тыс. руб.

Сумма капитальных затрат по формуле (6.5):

$$K = 18{,}9 \cdot 1{,}18 \cdot 4 = 89{,}21 \text{ тыс.руб.}$$

$$E = 0{,}12 + 0{,}063 + 0{,}03 = 0{,}213.$$

Таким образом, годовые затраты:

$$E \cdot K = 0,213 \cdot 89,21 = 19,01 \text{ тыс. руб.}$$

Сведём результаты расчётов таблицу 6.4.

Приведённые затраты на радиальный вариант схемы внутреннего электроснабжения равняются $З_1$=185,02 тыс. руб. В свою очередь, приведённые затраты на магистральный вариант равняются $З_2$=133,9 тыс. руб. Исходя из этого, выбираем второй вариант схемы.

Таблица 6.4 – Технико-экономические показатели схемы №2

Наименование оборудования	Капитальные затраты, тыс. руб	Приведённые капитальные затраты, тыс. руб.	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.	Приведённые затраты, тыс. руб.
Кабельная линия 10 кВ	123,14	20,9	28,64	49,54
Ячейка вводного выключателя	306,8	65,35	-	65,35
Ячейка ВНП	89,21	19,01	-	19,01
Итого				133,9

6.3 Построение схемы электроснабжения

Согласно [7.3.11] к одной магистрали могут быть подключены до трёх трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА. Учитывая расположение ТП1 и ТП2, Т3 и ТП4, ТП5 и ТП6, ТП9 и ТП10, подключаем их к двум магистралям. Остальные подстанции подключаем к радиальным линиям ввиду их расположения и мощности трансформаторов.

Разработанная схема электроснабжения предприятия на напряжении 10 кВ представлена на рисунке 6.1.

6.4 Конструктивное выполнение электрической сети

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает средней коррозионной активностью с наличием блуждающих токов, колебания и растягивающие усилия отсутствуют. Согласно [10, табл. 3.48] при применении кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией для прокладки в земле при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки АПвП. На участках кабельных линий, проходящих по цехам, кабели проложены по стенам и в кабельных каналах.

6.5 Расчёт питающих линий

Расчёт питающих линий покажем на примере расчёта кабельной линии, питающей ТП11 (КЛ11). Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле [7, ф.4.62]:

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_н}, \qquad (6.1)$$

где $S_{р.к}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме. В качестве $S_{р.к}$ принимаем мощность трансформатора ТП-1 с учётом потерь.

$U_н$ – номинальное напряжение сети. Для КЛ11 $U_н$=10 кВ.

По (6.1):

$$I_{р.к} = \frac{865}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49{,}9 \text{ А}.$$

Сечение кабельной линии по формуле [7, ф.4.63]:

$$F_э = \frac{I_{р.к}}{j_э}, \qquad (6.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока. По [10, табл. 1.3.36] $j_э = 1{,}4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$.

По (6.2):

$$F_э = \frac{49{,}9}{1{,}4} = 35{,}6 \text{ мм}^2.$$

По [10, табл.2.14] выбираем максимально близкое к экономическому сечение $F_{ст} = 35 \text{ мм}^2$ с табличными длительно допустимыми токами $I_{доп} = 151 \text{ А}$, проложенного в земле.

Учитывая требования [10, 1.3.20] длительно-допустимый ток с учётом условий прокладки в земле определяется по формуле [1, ф.4.64]:

$$I'_{доп} = K_п \cdot K_t \cdot I_{доп} \geq \frac{I_{р.к}}{n_к}, \qquad (6.3)$$

где $K_п$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей. Учитывая то, что рядом с кабелем КЛ11 не проходит кабелей, по [4, табл. 1.3.26] $K_п = 1$;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Согласно исходным данным, наивысшая температура грунта равна 15 °С. По [10, табл. 21.2] для нормированной температуры жил 90°С $K_t = 1$.

$n_к$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии. $n_к = 1$.

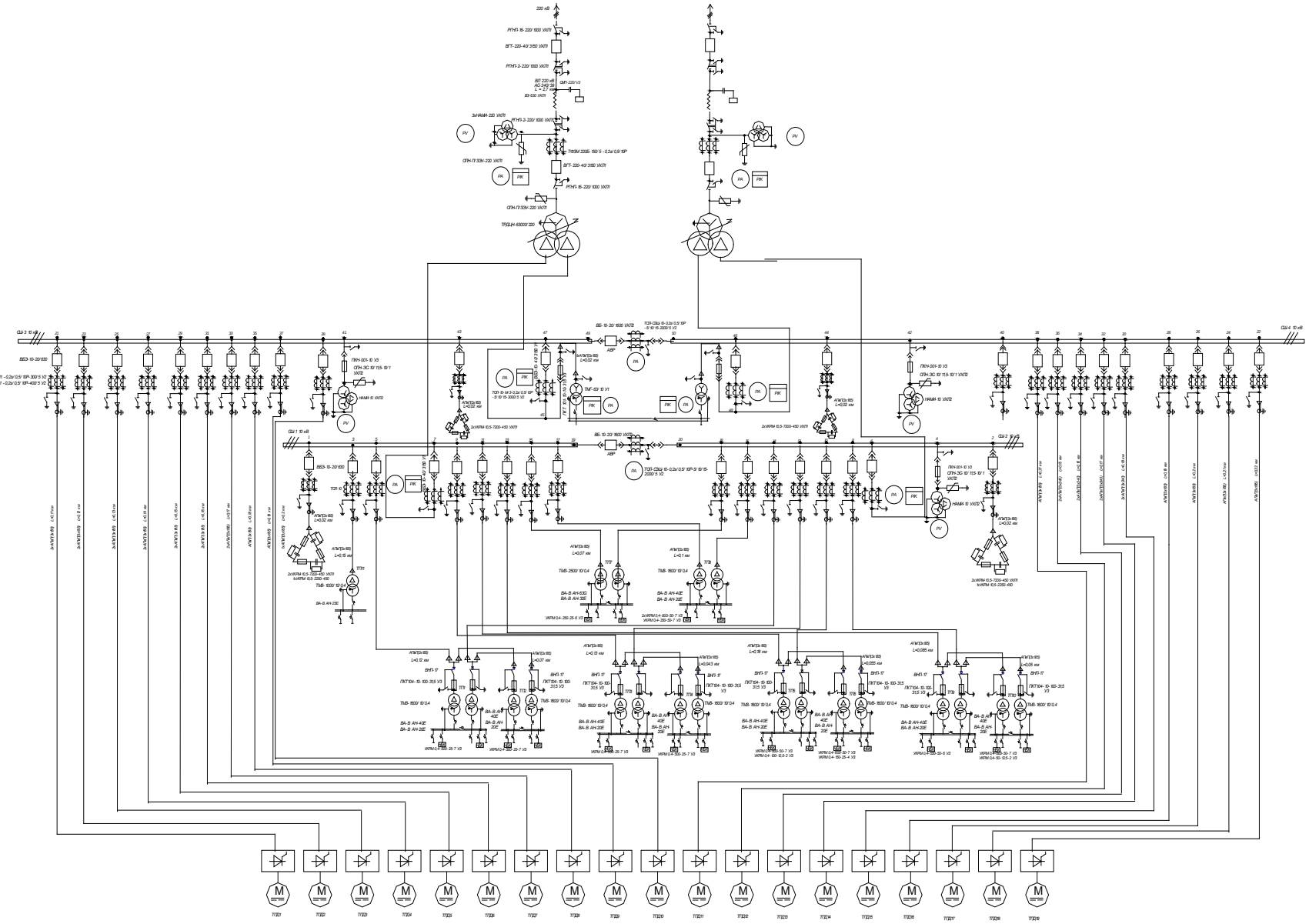

Рисунок 6.1- схема электроснабжения предприятия на напряжении 10 кВ

По (1.3):

$$I'_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 151 = 151 \text{ А} \geq 49,9 \text{ А}.$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию [7, ф.4.65]:

$$I'_{АВ} = K_{АВ} \cdot I'_{доп} \geq \frac{I_{АВ}}{n_к}, \qquad (6.4)$$

где $K_{АВ}$ – коэффициент перегрузки, который определяется по [9, табл. 21.1]. Коэффициент предварительной загрузки кабеля $K_{з.КЛ} = \frac{I_{р.к}}{I'_{доп}} = \frac{49,9}{151} = 0,3.$

Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП1 в послеаварийном режиме). Поэтому $K_{АВ} = 1,25$;

$I_{АВ}$ – нагрузка на КЛ в послеаварийном режиме, согласно [1, с.55] $I_{АВ} = 2 \cdot I_{р.к} = 2 \cdot 49,9 = 99,8$ А.

По условию (6.4):

$$I'_{АВ} = 1,25 \cdot 151 = 188,75 \text{ А} > 99,8 \text{ А}.$$

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию [1, ф.4.66]:

$$\Delta U = \frac{P_р \cdot r_0 \cdot l + Q_р \cdot x_0 \cdot l}{n_к \cdot (U_н)^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%,$$

где $P_р$ и $Q_р$ – расчётные активная и индуктивная нагрузки на кабельную линию. $P_р = P_{р.ТП-11} = 732,49$ кВт; $Q_р = Q_{р.ТП-11} = 460$ квар.

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля. Согласно [5, табл. 7.28] $r_0 = 0,89 \frac{Ом}{км}$; $x_0 = 0,095 \frac{Ом}{км}$.

l – длина кабельной линии, км. $l = 0,15$ км .

$$\Delta U = \frac{732,49 \cdot 10^3 \cdot 0,89 \cdot 0,15 + 460 \cdot 10^3 \cdot 0,095 \cdot 0,15}{1 \cdot \left(10 \cdot 10^3\right)^2} \cdot 100\% = 0,104\ \% \leq 5\%.$$

Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в таблице 6.5.

Выводы по разделу шесть

В данном разделе были выбраны величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, рассчитаны питающие линии.

Таблица 6.5 – Расчёт кабельных линий

Цех	№ ТП	Конечные пункты КЛ	P_P, кВт	Q_P, квар	S_P, кВА	I_{PK}, А	$F_Э$, мм^2	$F_{СТ}$, мм^2	Марка кабеля	n_K	Способ прокладки	Ток, А		$I_{доп}$, А	$K_п$, о.е.	K_t, о.е.	$I'_{доп}$, А	$K_{ав}$, о.е.	$I'_{ав}$, А	L, км	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	ΔU, %
												норм реж.	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	ГПП-ТП1	3950,6	3368,1	5191,5	149,9	107	150	АПвП	2	в воздухе	149,9	299,7	329	1	0,94	309	1,25	386,6	0,123	0,206	0,079	0,066
	2	ТП1-ТП2	1975,3	1684,1	2595,8	74,9	53,5	50	АПвП	2	в воздухе	74,93	149,9	159	1	0,94	149	1,25	186,8	0,072	0,620	0,090	0,050
2	3	ГПП-ТП3	4053,3	3250,9	5195,9	150,0	107	150	АПвП	2	в воздухе	150,0	300,0	329	1	0,94	309	1,25	386,6	0,130	0,206	0,079	0,071
	4	ТП3-ТП4	2026,6	1625,4	2597,9	75,0	53,6	50	АПвП	2	в воздухе	75,0	150,0	159	1	0,94	149	1,25	186,8	0,043	0,620	0,090	0,030
3	5	ГПП-ТП5	3612,1	3867,0	5291,6	152,8	109	150	АПвП	2	в воздухе	152,8	305,5	329	1	0,94	309	1,25	386,6	0,180	0,206	0,079	0,094
	6	ТП5-ТП6	1806,0	1933,5	2645,8	76,4	54,6	50	АПвП	2	в воздухе	76,38	152,8	159	1	0,94	149	1,25	186,8	0,055	0,620	0,090	0,036
4	7	ГПП-ТП7	3150,5	2026,6	3746,0	108,1	77,2	70	АПвП	2	в воздухе	108,1	216,3	196	1	0,94	184	1,25	230,3	0,065	0,443	0,086	0,051
5	8	ГПП-ТП8	2067,6	2555,3	3287,0	94,9	67,8	70	АПвП	2	в воздухе	94,89	189,8	196	1	0,94	184	1,25	230,3	0,100	0,443	0,086	0,057
6	9	ГПП-ТП9	3128,2	3570,2	4746,8	137,0	97,9	95	АПвП	2	в воздухе	137	274,1	255	1	0,94	240	1,25	299,6	0,085	0,326	0,083	0,056
	10	ТП9-ТП10	1564,1	1785,1	2373,4	68,5	48,9	35	АПвП	2	в воздухе	68,51	137,0	151	1	0,94	142	1,25	177,4	0,050	0,890	0,095	0,039
РМЦ	11	ГПП-ТП11	732,5	460,1	865,0	49,9	35,7	35	АПвП	1	в траншее	49,94	99,9	151	1	1,00	151	-	-	0,150	0,890	0,095	0,104
4		ГПП-ТПД1	3600,0	8763,0	9473,7	273,5	195,0	120	АПвП	2	в воздухе	273,5	-	291	1	0,94	274	-	-	0,110	0,258	0,081	0,090
		ГПП-ТПД2	3600,0	8763,0	9473,7	273,5	195,0	120	АПвП	2	в воздухе	273,5	-	291	1	0,94	274	-	-	0,120	0,258	0,081	0,098
		ГПП-ТПД3	3600,0	8763,0	9473,7	273,5	195,0	120	АПвП	2	в воздухе	273,5	-	291	1	0,94	274	-	-	0,130	0,258	0,081	0,107
		ГПП-ТПД4	4200,0	10223,5	11052,6	319,1	228,0	185	АПвП	2	в воздухе	319,1	-	374	1	0,94	352	-	-	0,140	0,167	0,077	0,104
		ГПП-ТПД5	4200,0	10223,5	11052,6	319,1	228,0	185	АПвП	2	в воздухе	319,1	-	374	1	0,94	352	-	-	0,150	0,167	0,077	0,112
		ГПП-ТПД6	4200,0	10223,5	11052,6	319,1	228,0	185	АПвП	2	в воздухе	319,1	-	374	1	0,94	352	-	-	0,160	0,167	0,077	0,119
		ГПП-ТПД7	4200,0	10223,5	11052,6	319,1	228,0	185	АПвП	2	в воздухе	319,1	-	374	1	0,94	352	-	-	0,170	0,167	0,077	0,127
		ГПП-ТПД8	1680,0	4089,4	4421,1	255,2	182,0	120	АПвП	1	в воздухе	255,2	-	291	1	0,94	274	-	-	0,180	0,258	0,081	0,138
		ГПП-ТПД9	1680,0	4089,4	4421,1	255,2	182,0	120	АПвП	1	в воздухе	255,2	-	291	1	0,94	274	-	-	0,190	0,258	0,081	0,145
		ГПП-ТПД10	1680,0	4089,4	4421,1	255,2	182,0	120	АПвП	1	в воздухе	255,2	-	291	1	0,94	274	-	-	0,200	0,258	0,081	0,153
		ГПП-ТПД11	1680,0	4089,4	4421,1	255,2	182,0	120	АПвП	1	в воздухе	255,2	-	291	1	0,94	274	-	-	0,210	0,258	0,081	0,161
5		ГПП-ТПД12	4800,0	11684,0	12631,6	364,6	260,0	240	АПвП	2	в воздухе	364,6	-	441	1	0,94	415	-	-	0,150	0,129	0,075	0,112
		ГПП-ТПД13	4800,0	11684,0	12631,6	364,6	260,0	240	АПвП	2	в воздухе	364,6	-	441	1	0,94	415	-	-	0,160	0,129	0,075	0,120
		ГПП-ТПД14	4800,0	11684,0	12631,6	364,6	260,0	240	АПвП	2	в воздухе	364,6	-	441	1	0,94	415	-	-	0,170	0,129	0,075	0,127
		ГПП-ТПД15	4800,0	11684,0	12631,6	364,6	260,0	240	АПвП	2	в воздухе	364,6	-	441	1	0,94	415	-	-	0,180	0,129	0,075	0,135
		ГПП-ТПД16	1920,0	4673,6	5052,6	291,7	208,0	150	АПвП	1	в воздухе	291,7	-	329	1	0,94	309	-	-	0,190	0,206	0,079	0,145
		ГПП-ТПД17	1920,0	4673,6	5052,6	291,7	208,0	150	АПвП	1	в воздухе	291,7	-	329	1	0,94	309	-	-	0,20	0,206	0,079	0,153
		ГПП-ТПД18	1920,0	4673,6	5052,6	291,7	208,0	150	АПвП	1	в воздухе	291,7	-	329	1	0,94	309	-	-	0,210	0,206	0,079	0,161
		ГПП-ТПД19	1920,0	4673,6	5052,6	291,7	208,0	150	АПвП	1	в воздухе	291,7	-	329	1	0,94	309	-	-	0,220	0,206	0,079	0,168

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёт токов КЗ в выпускной квалификационной работе производится с помощью метода типовых кривых.

Для расчёта токов КЗ составляется исходная расчётная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек КЗ (энергосистема, синхронные и асинхронные двигатели и т.п.), расчётные точки КЗ и связи между ними (воздушные, кабельные линии и т.п.). При выборе расчётной схемы для определения токов КЗ должны рассматриваться вероятные режимы, при которых воздействие токов КЗ на СЭС является наиболее тяжёлым. Таким характерным режимом СЭС ПП является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключён для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели в РУ ГПП 10 кВ. Для выбора электрооборудования в выпускной квалификационной работе проводится расчёт токов КЗ в следующих точках:

1) $К_1$ и $К_2$ – в схеме внешнего электроснабжения;

2) $К_3$ – в РУ 10 кВ ГПП;

3) $К_4$ – в электрической сети цеха, для которого был подробно проведён расчёт нагрузок (РМЦ).

Учитывая вышесказанное, была составлена принципиальная электрическая схема СЭС ПП, на которой показаны вышеназванные элементы, представленная на рисунке 7.1.

Значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках $К_1$ и $К_2$ можно принять из расчёта, проведённого в подразделе 5.2:

$I_{К1} = 19,08$ кА; $i_{уд1} = 46,41$ кА;

$I_{К2} = 16,32$ кА; $i_{уд2} = 41,55$ кА;

Мощность КЗ в точке $К_1$ $S_{к1}=S_C=7600$ МВА. Мощность КЗ в любой точке КЗ находится по формуле [19, с.9]:

$$S_к = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{п0}, \tag{7.1}$$

где $U_{ср}$ – среднее номинальное значение ступени напряжения точки КЗ. Для точек $К_1$ и $К_2$: $U_{ср} = 230$ кВ.

$$S_{к2} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 16,32 = 6501,43 \text{ МВА}.$$

Для нахождения тока КЗ в точке $К_3$ составляется схема замещения. Для этого примем в качестве базисных $S_Б=1000$ МВА, $U_Б=10,5$ кВ.

Согласно [19, 2.3] принимаем следующие сверхпереходные ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведённых к базисным условиям: для энергосистемы $E''_c = 1$.

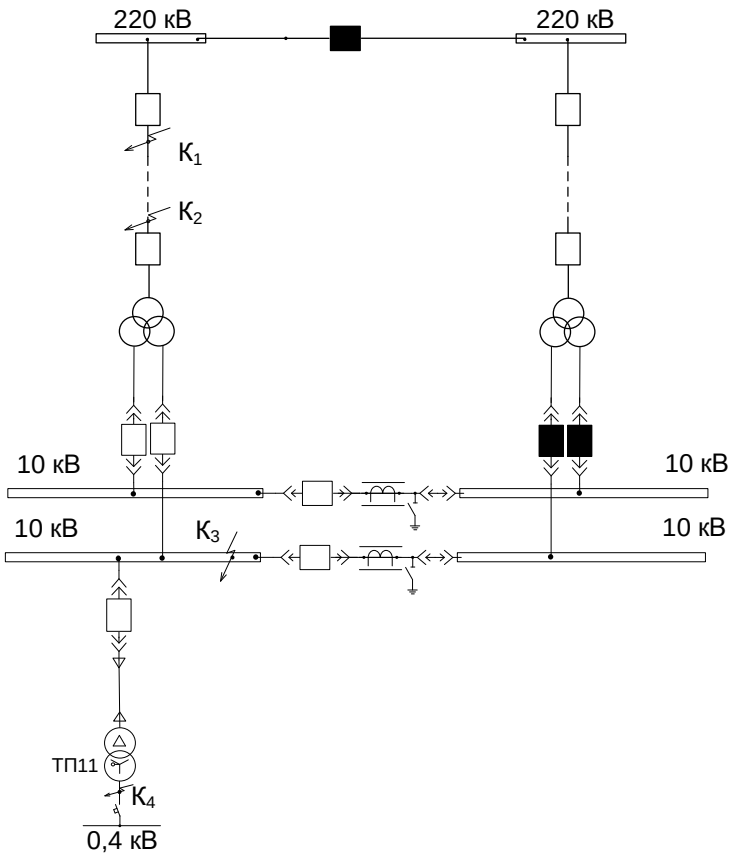

Рисунок 7.1– Принципиальная схема СЭС

Определим сверхпереходные сопротивления для элементов схемы:

1) Энергосистема. По формуле (5.9):

$$X_1'' = X_{C*}'' = \frac{1000}{7600} = 0{,}13.$$

2) ВЛ 220 кВ. Согласно [19, табл. 2.41]:

$$X_2'' = X_{ВЛ220*}'' = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_Б}{(U_{ср.ном})^2}, \qquad (7.2)$$

где $U_{ср.ном}$ – среднее номинальное значение: $U_{ср.ном} = 230$ кВ.

$$X_2'' = \frac{0{,}435 \cdot 2{,}7 \cdot 1000}{(230)^2} = 0{,}022.$$

3) Трансформатор ТРДЦН-63000/220. Согласно [19, табл. 2.41]:

$$X_{т*}'' = \frac{U_{к\%} \cdot S_Б}{100 \cdot S_{ном.т}}, \qquad (7.3)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора ТРДЦН-63000/220.

Согласно таблице 5.3 $U_{к\%} = 11{,}5\%$;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора ТРДЦН-63000/220: $S_{ном.т} = 63$ МВА.

По формуле (7.3):

$$X''_{т*} = \frac{11{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1{,}825.$$

$$X''_{ТВ} = 1{,}75 \cdot X''_{т*} = 1{,}75 \cdot 1{,}825 = 3{,}194.$$

$$X''_{ТН} = 0{,}125 \cdot X''_{т*} = 0{,}125 \cdot 1{,}825 = 0{,}228.$$

$$X''_{З} = X''_{ВН} + X''_{ТН} = 3{,}194 + 0{,}228 = 3{,}422.$$

На рисунке 7.2 представлена схема замещения для расчёта тока КЗ в точке $К_З$.

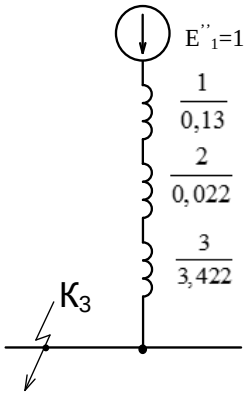

Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчёта тока КЗ в точке $К_З$

На рисунке 7.3 показана преобразованная схема замещения, в которой суммированы все последовательно соединённые сопротивления.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ находится по формуле:

$$I_{п0} = \sum I_{п0i*} \cdot I_Б = \sum \frac{E''_i}{x''_i} \cdot I_Б, \qquad (7.8)$$

где $I_{п0i*} = \frac{E''_{\Sigma i}}{x''_{\Sigma i}}$ – начальное значение тока КЗ, создаваемого i-й ветвью, выраженное в относительных единицах.

$I_Б$ – базисное значение тока.

Для точки $К_З$:

$$I_Б = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 55 \text{ кА}.$$

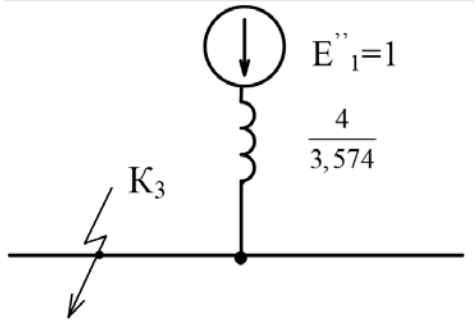

Рисунок 7.3

По формуле (7.8):

$$I_{п0} = \frac{1}{3,574} \cdot 55 = 15,39 \text{ кА}.$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле:

$$i_{at} = \sum_i i_{ati}, \tag{7.9}$$

где i_{ati} – значение апериодической составляющей тока КЗ, создаваемого i-й ветвью, которое находится по формуле:

$$i_{ati} = \sqrt{2} \cdot I_{п0i} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}}, \tag{7.10}$$

где T_{ai} – постоянная времени затухания апериодической составляющей. Для энергосистемы в точке К3 $T_{ac} = 0,12$ с [19, табл. 2.45].

По формулам (7.9) и (7.10) значение апериодической составляющей тока КЗ в точке К3 равняется:

$$i_{at} = 55 \text{ кА} \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{3,574} \cdot e^{-\frac{t}{0,12}}\right) = 21,76 \cdot e^{-\frac{t}{0,12}}.$$

Значение ударного тока в точке К3 находится по формуле [19, 2.19]:

$$i_{уд} = \sum_i i_{удi}, \tag{7.11}$$

где $i_{удi}$ – ударный ток, создаваемый i-й ветвью, который определяется по формуле:

$$i_{удi} = i_{ai}(0,01) + \sqrt{2} \cdot I_п(0,01). \tag{7.12}$$

По формулам (7.11) и (7.12) для точки $К_3$:

$$i_{уд} = 21{,}76 \cdot e^{-\frac{0{,}01}{0{,}12}} + \sqrt{2} \cdot 15{,}39 = 41{,}78 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ в точке $К_3$ по формуле (7.1):

$$S_к = \sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 15{,}39 = 279{,}9 \text{ МВА}.$$

При определении тока КЗ в точке $К_4$ в качестве источника рассматривается энергосистема.

Для расчёта тока КЗ на выводах НН трансформатора ТП4 посчитаем:

1) Индуктивное сопротивление КЛ ГПП-ТП11:

$$X_{ГПП-ТП} = x_0 \cdot l. \tag{7.13}$$

По (7.13):

$$X_{ГПП-ТП11} = 0{,}15 \cdot 0{,}095 = 0{,}0143 \text{ Ом}.$$

2) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:

а) Сопротивление энергосистемы, приведённое к стороне 10 кВ [19, с.64]:

$$X_{С10} = \frac{U^2_{ср.ном}}{S_С}. \tag{7.14}$$

По (7.14):

$$X_{С10} = \frac{(10{,}5 \cdot 10^3)^2}{7600 \cdot 10^6} = 0{,}0145 \text{ Ом}.$$

б) Сопротивление ВЛ 220 кВ, приведённое к стороне 10 кВ:

$$X_{ВЛ10} = x_0 \cdot l \cdot (\frac{U_{ср.номНН}}{U_{ср.номВН}})^2. \tag{7.15}$$

По (7.15):

$$X_{ВЛ10} = 0{,}437 \cdot 2{,}7 \cdot (\frac{10{,}5}{220})^2 = 0{,}0027 \text{ Ом}.$$

в) Сопротивление трансформатора ГПП, приведённое к стороне НН:

$$X_{ТР10} = \frac{U_{к\%} \cdot (U_{ном.т})^2}{100 \cdot S_{ном.т}}. \tag{7.16}$$

По формуле (7.16):

$$X_{ТР10} = \frac{11{,}5 \cdot (10)^2}{100 \cdot 63} = 0{,}1825 \text{ Ом}.$$

$$X_{ТВ10} = 1,75 \cdot X_{ТР10} = 1,75 \cdot 0,1825 = 0,3194.$$

$$X_{ТН10} = 0,125 \cdot X_{ТР10} = 0,125 \cdot 0,1825 = 0,0228.$$

$$X_{З10} = X_{ВН10} + X_{ТН10} = 0,3194 + 0,0228 = 0,3422.$$

г) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:

$$X_{сетГПП} = X_{С10} + X_{ВЛ10} + X_{З10}. \quad (7.17)$$

По (7.17):

$$X_{сет.ГПП} = 0,0145 + 0,0027 + 0,3422 = 0,3594 \text{ Ом}.$$

3) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до вводов ВН трансформаторов ТП11:

$$X_{сетТП11} = X_{сет.ГПП} + X_{ГПП-ТП11}. \quad (7.18)$$

По (7.18):

$$X_{сетТП11} = 0,3594 + 0,0143 = 0,3737 \text{ Ом}.$$

4) Мощность короткого замыкания на вводах ВН ТП11:

$$S_{С10} = \frac{U^2_{ср.ном}}{X_{сетТП11}}. \quad (7.19)$$

По (7.19):

$$S_{С10} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{0,3737} = 295,02 \text{ МВА}.$$

5) Индуктивное сопротивление сети, приведённое к ступени 0,4 кВ:

По (7.14):

$$X_{С0,4} = \frac{(0,4)^2}{295,02} = 0,0005 \text{ Ом}.$$

6) Активное, индуктивное и полное сопротивление трансформатора ТП11:

$$R_Т = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном.нн}}{(S_{ном.т})^2}. \quad (7.20)$$

$$Z_Т = \frac{U_{к\%} \cdot (U_{ном.т})^2}{100 \cdot S_{ном.т}}. \quad (7.21)$$

$$X_T = \sqrt{(Z_T)^2 - (R_T)^2}. \qquad (7.22)$$

Используя данные таблицы [8, табл.2], по формулам (7.20) – (7.22):

$$R_T = \frac{12200 \cdot 400^2}{(1000 \cdot 10^3)^2} = 0,00195 \text{ Ом}.$$

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot (400)^2}{100 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 0,088 \text{ Ом}.$$

$$X_T = \sqrt{0,088^2 - 0,00195^2} = 0,0879 \text{ Ом}.$$

7) Суммарное полное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН:

$$Z_\Sigma = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T + X_{C0,4})^2}.$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{0,00195^2 + (0,0879 + 0,0005)^2} = 0,0884 \text{ Ом}.$$

8) Ток КЗ в точке $К_4$ [19, с.62]:

$$I_{кt} = I_{к0} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}.$$

$$I_{кt} = I_{к0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,0884} = 2,612 \text{ кА}.$$

9) Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле [19, с.63]:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{к0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \qquad (7.23)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, равная:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega_C \cdot R_\Sigma},$$

где R_Σ и X_Σ – соответственно результирующее активное и индуктивное сопротивления:

$$R_\Sigma = R_T = 0,00195 \text{ Ом}; \quad X_\Sigma = X_T + X_{C0,4} = 0,0879 + 0,0005 = 0,0884 \text{ Ом};$$

ω_C – синхронная угловая частота напряжения сети: $\omega_C = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

$$T_a = \frac{0,0884}{314 \cdot 0,00195} = 0,144 \text{ с.}$$

По (7.23):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,612 \cdot e^{-\frac{t}{0,144}} = 3,694 \cdot e^{-\frac{t}{0,144}}.$$

10) Ударный ток в точке $К_4$ может быть найден по формуле [19, с.63]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к0} \cdot (1 + \sin\varphi_к \cdot e^{-\frac{t_{уд}}{T_a}}),$$

где $\varphi_к = \text{arctg}\left(\frac{X_\Sigma}{R_\Sigma}\right) = \text{arctg}\left(\frac{0,0884}{0,00195}\right) = 88,74^o$ - угол сдвига по фазе напряжения и периодической составляющей тока КЗ;

$t_{уд} = 0,01 \cdot \frac{90^o + \varphi_к}{180^o} = 0,01 \cdot \frac{90^o + 88,74^o}{180^o} = 0,0099$ с - время от начала КЗ до появления ударного тока.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,612 \cdot \left(1 + \sin\left(88,74^o\right) \cdot e^{-\frac{0,0099}{0,144}}\right) = 7,142 \text{ кА.}$$

11) Мощность КЗ в точке $К_4$ по формуле (7.1):

$$S_к = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 7,142 = 4,95 \text{ МВА.}$$

Сведём результаты расчётов в таблицу 7.1.

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы СЭС ПП необходимо найти время отключения КЗ [19, 2.3]. С этой целью на рисунке 7.6 построена диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты. Считается, что автоматические выключатели смежных ступеней СЭС имеют ступень селективности 0,1 с [19, 9.4], а выключатели 10 кВ и 220 кВ- 0,3 с.

Таблица 7.1

Точка	$U_{ср.ном}$, кВ	Токи, кА		$S_{КЗ}$, МВА
		$I_{п0}$	$i_{уд}$	
$К_1$	230	22,08	46,41	7600
$К_2$	230	20,03	41,44	6501,43
$К_3$	10,5	15,39	41,78	279,9
$К_4$	0,4	2,612	7,142	4,95

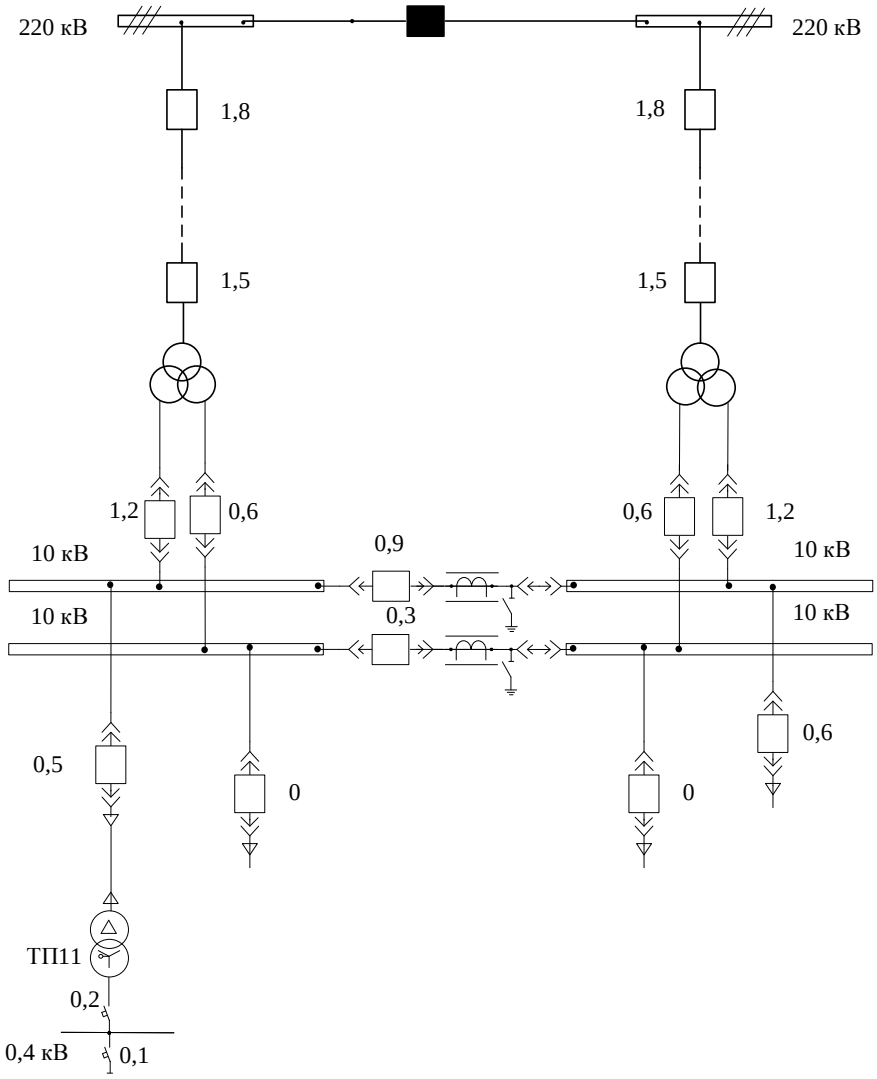

Рисунок 7.6 – диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты

Выводы по разделу семь

В данном разделе были рассчитаны токи КЗ в следующих точках:

1) $К_1$ и $К_2$ – в схеме внешнего электроснабжения;
2) $К_3$ – в РУ 10 кВ ГПП;
3) $К_4$ – в электрической сети цеха, для которого был подробно проведён расчёт нагрузок (РМЦ).

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор основного электрооборудования схемы внешнего электроснабжения был произведён в разделе 5. В этом разделе будет произведён выбор электрооборудования напряжением 10 и 0,4 кВ.

1) Произведём выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [7, табл.3.1] токопровод 10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжелённого режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ.

К установке намечается комплектный токопровод типа ТЭНЕ-СЭЩ-10-3150-128 У1,Т1 [20, 1.3]

Проверим данный токопровод:

- По номинальному току:

$$I_{раб.утяж} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2546,12 \text{ А}.$$

По условию (5.16):

$$2546,12 \text{ А} \le 3150 \text{ А}.$$

- По асимметричному току электродинамической стойкости:

По условию (5.19):

$$41,78 \text{ кА} \le 128 \text{ кА}.$$

- По термической стойкости к току КЗ.

Согласно разделу 7 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП $t_з = 1,2$ с. Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже) $t_c = 0,03$ с. Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [1, табл. 2.45] T_a=0,12 с. Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке $К_3$ $I_{П0}$=15,39 кА.

По условию (5.23):

$$(15,39)^2 \cdot (1,2 + 0,03 + 0,12) = 319,75(\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le (50)^2 \cdot 3 = 7500(\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять. Результат проверки в табл. 8.1.

2) Согласно [13, 7.4.2] при выполнении ГПП предприятия с помощью принятой ранее КТПБ-220 в качестве РУ НН ГПП может быть использовано комплектное распределительное устройство 10 кВ серии К-63 У1, ХЛ1. Согласно [7, табл.3.1] ячейки КРУ выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и току утяжелённого режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ.

Поскольку по перечисленным параметрам также проверяются и выключатели, установленные в КРУ, проверка ячеек КРУ будет осуществлена совместно с выбором выключателей.

Таблица 8.1

Условия выбора	Расчётные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_с \le U_н$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \le I_н$	2546,12 А	3150 А
$i_{уд} \le i_{дин.макс}$	15,39 кА	128 кА
$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \le$ $\le I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$,	$319,75\,(кА)^2 \cdot с$	$7500\,(кА)^2 \cdot с$

3) К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВБЭ-10-40/ 3150 УХЛ2 [21, 3.1]. Согласно [7, табл.3.1] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжелённого режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При его проверке по номинальному току используется формула (5.17).

При проверке выключателя аналогично разделу 5 использовались условия (5.15), (5.16), (5.18) - (5.23). Результаты выбора выключателя сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2

Условия выбора	Расчётные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_с \le U_н$,	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \le I_н$,	2546,12 А	3000 А
$I_{п0} \le I_{дин}$,	15,39 кА	40 кА
$i_{уд} \le i_{дин.макс}$,	41,78 кА	102 кА
$I_{пt} \le I_{отк}$,	15,39 кА	40 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{пt} + i_{at} \le$ $\le \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_н}{100}\right)$;	41,78 кА	60 кА
$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \le$ $\le I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$,	$319,75\,(кА)^2 \cdot с$	$4800\,(кА)^2 \cdot с$

4) Согласно [7, 3] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжелённого режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке).

В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-10-М-3-0,2s/0,5/10Р-5/10/15-3000/5 У2 с коэффициентом трансформации 3000/5 [44, табл.1] Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключатели РУ НН ГПП, произведён в таблице 8.2.

Таблица 8.2

Условия выбора	Расчётные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_с \le U_н$,	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.утяж} \le I_н$,	2546,12 А	3000 А
$i_{уд} \le i_{дин.макс}$,	41,78 кА	180 кА
$B_к = (I_{п0})^2 \cdot (t_з + t_с + T_а) \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$.	$319,75\,(кА)^2 \cdot с$	$10800\,(кА)^2 \cdot с$

Согласно [16, табл. 4.11] на подстанциях 220 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии. В качестве амперметра будем использовать цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор ЩМ120 [22]. В качестве ваттметра будем использовать измерительный прибор Д-335. В качестве счетчика активной и реактивной энергии будем использовать счётчик ЕвроАЛЬФА ЕА2. Схема подключения выбранных контрольно-измерительных приборов к обмоткам трансформатора тока приведена на рисунке 8.1

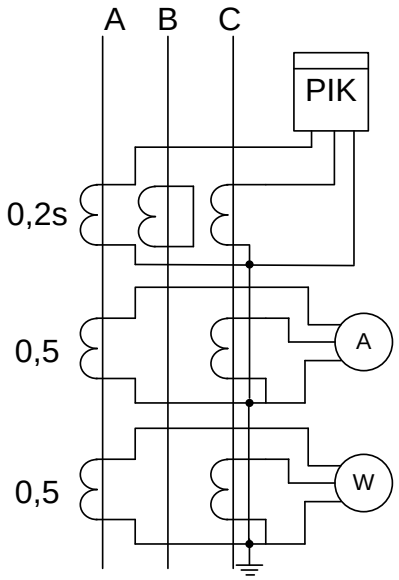

Рисунок 8.1

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 8.3.

Таблица 8.3

Обмотка ТТ	Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА		
				фаза А	фаза В	фаза С
0,2s	PIK	EA2	1	0,015	0	0,015
0,5	PA	ЩМ120	1	0,1	0	0,1
0,5	PW	Д-335	1	0,1		0,1
Итого				0,215	0	0,215

Исходя из условного обозначения трансформатора тока ТОЛ-10-М-3-0,2s/0,5/10Р-5/10/15-2000/5 У2 знаем, что максимально допустимая нагрузка $S_{2ном}$ обмотки 0,2s составляет 5 ВА, а обмотки 0,5- 10 ВА.

Нормированная нагрузка для определённого класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{(I_{2ном})^2}, \tag{8.2}$$

где $I_{2ном}$ - номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ: $I_{2ном} = 5$ А [23, 8].

По формуле (8.2):

Для обмотки 0,2s:

$$Z_{2ном} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ом.}$$

Для обмотки 0,5:

$$Z_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Согласно [23, ф 3.33] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к, \tag{8.3}$$

где $r_{приб}$ – сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{(I_{2ном})^2}, \tag{8.4}$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая подключённым к данной обмотке ТТ прибором;

$r_к$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 Ом. [23, 3.3].

По формуле (8.4):

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{приб} = \frac{0,015}{5^2} = 6 \cdot 10^{-4} \text{ Ом.}$$

2) Для обмотки 0,5:

$$r_{приб} = \frac{0,2}{5^2} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

По формуле (8.3):

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{пр} = 0,2 - 6 \cdot 10^{-4} - 0,05 = 0,1494 \text{ Ом.}$$

2) Для обмотки 0,5:

$$r_{пр} = 0,4 - 4 \cdot 10^{-3} - 0,05 = 0,346 \text{ Ом.}$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле [23, ф 3.34]:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пр}}, \qquad (8.5)$$

где ρ– удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$L_{расч}$– расчётная длина соединительных поводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы [23, рис. 3.2]: $L_{расч} = \sqrt{3}L$, где L – длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для линий 10 кВ к потребителям L=6м [23, табл. 3.1].

Таким образом по формуле (8.5):

1) Для обмотки 0,2s:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 10,392}{0,1494} = 1,217 \text{ мм}^2.$$

2) Для обмотки 0,5:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 10,392}{0,346} = 0,526 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности для обоих обмоток ТТ выбираем соединительные провода с сечением 2,5 мм^2. [23, 3.3].

5) Выбор остальных выключателей и трансформаторов тока произведём в таблице 8.4.

Выбор секционных выключателей и установленных в их ячейках трансформаторов тока приведён в таблице 8.5. При этом учтено, что ток, протекающий через секционный выключатель ГПП в послеаварийном режиме (после отключения КЗ и включения секционного выключателя с помощью АВР), равен току, протекающему через вводной выключатель в нормальном режиме.

6) В начале перечисленных в таблице 8.4 кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1 [16, табл.2.2]

7) Произведём выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАМИ-10 УХЛ2 [24, табл.2.2; 51].

Таблица 8.4 – Выбор выключателей и трансформаторов тока на 10 кВ

Кабельные линии	Uн, кВ	Iр, А	Iутяж, А	Iпо, кА	tз, с	Iу, кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ГПП-ТП1	10	149,9	299,7	15,39	0,6	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТП3	10	150,0	300,0	15,39	0,6	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТП5	10	152,8	305,5	15,39	0,6	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТП7	10	108,1	216,3	15,39	0,6	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 250/5
ГПП-ТП8	10	94,9	189,8	15,39	0,6	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 200/5
ГПП-ТП9	10	137,0	274,1	15,39	0,6	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТП11	10	49,9	99,9	15,39	0,5	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 100/5
ГПП-ТПД1	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД2	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД3	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД4	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД5	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД6	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД7	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД8	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД9	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД10	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД11	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД12	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД13	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД14	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД15	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД16	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД17	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД18	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД19	10	-	-	15,39	0,0	41,78	ВБЭ-10-20/630	ТОЛ-10 300/5

Таблица 8.5 – Выбор секционных выключателей и установленных в их ячейках трансформаторов тока

Место установки секционного выключателя	$U_н$, кВ	$I_{утяж}$, А	$I_{п0}$, кА	$t_з$, с	$i_у$, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП	10	1273,06 А	15,39	0,9	41,78	ВБЭ-10-20/1600	ТОЛ-СЭЩ-10-2000/5

Согласно [28, табл3.1] трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению и проверяются по классу точности (по допустимой вторичной нагрузке). Как уже было сказано, на стороне НН трансформаторов ГПП установлен счётчик активной и реактивной энергии ЕвроАЛЬФА ЕА02. Согласно [45, табл.4.11] на линиях 10 кВ, отходящих к потребителям, устанавливаются, помимо амперметра, счётчики активной и реактивной энергии. На стороне НН трансформаторов собственных нужд устанавливаются счётчики активной энергии. Кроме того, на секциях шин 10 кВ необходимо установить вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений. Как и раньше, в качестве счётчиков энергии (активной или одновременно активной и реактивной энергии) будем использовать счётчики ЕвроАЛЬФА ЕА02. В качестве вышеназванных вольтметров будем использовать цифровые электроизмерительные приборы ЩМ120.

Схема подключения вышеназванных приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения секций шин ГПП представлена на рисунке 8.2

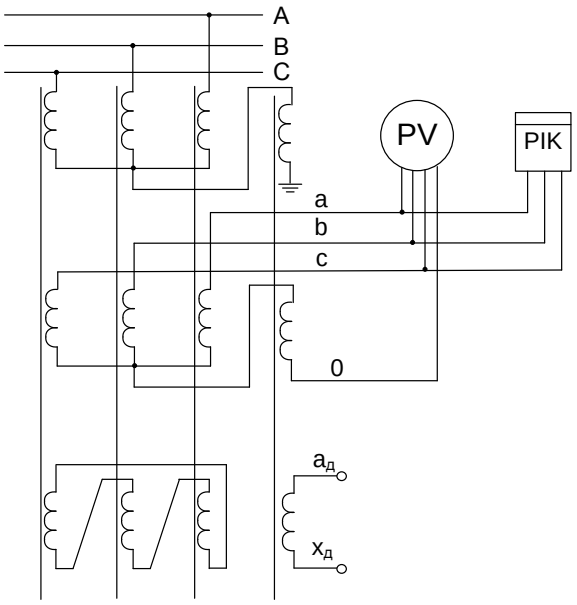

Рисунок 8.2

Произведём проверку трансформаторов напряжения, установленных на шинах ГПП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице 8.6.

Согласно [24, табл.2] при работе основной вторичной обмотки данного ТН в классе точности 0,5 максимально допустимая трёхфазная нагрузка составляет 200 МВА. Исходя из этого, считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм^2 [12, 3.4]

Таблица 8.6

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая прибором мощность от трех фаз ТН, ВА	Суммарная потребляемая приборами данного типа мощность, ВА
PV	ЩМ-120	1	0,3	0,3
PIK	EA02	11	4,0	44,0
PI	EA02	1	4,0	4,0
Итого				48,3

8) Произведём выбор трансформаторов собственных нужд ГПП. Согласно [16, 5.12] расчётная нагрузка трансформаторов собственных нужд находится по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{(P_{уст})^2 + (Q_{уст})^2}, \qquad (8.6)$$

где k_c – коэффициент спроса. В ориентировочных расчётах можно принять k_c=0,8;

$P_{уст}$ – установленная активная мощность потребителей собственных нужд;

$Q_{уст}$ – установленная реактивная мощность потребителей собственных нужд; для электродвигателей принимаем $Q_{уст} = P_{уст} \cdot tg\varphi$, где $tg\varphi = 0,62$ ($\cos\varphi = 0,85$).

Расчёт нагрузки потребителей собственных нужд произведём в таблице 8.7 по данным [16, табл. П6.1,П6.2].

По формуле (8.6):

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{(69,2)^2 + (2,54)^2} = 54 \text{ кВА}..$$

Согласно [16, 5.12] при двух трансформаторах собственных нужд на ГПП без постоянного дежурного персонала номинальная мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по условию:

$$S_т \geq S_{расч}. \qquad (8.7)$$

По условию (8.7) согласно [16, табл.2.2] выбираем два трансформатора собственных нужд ТМГ- 63/10У1.

9) Произведём проверку кабелей 10 кВ по условию термической стойкости к току КЗ. При этом термически стойкое сечение кабеля находится по формуле:

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \qquad (8.8)$$

где B_k – импульс квадратичного тока КЗ;

С – термическая функция.

Таблица 8.7

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Расчётная нагрузка	
	Единицы кВт х количество	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Двигатели охлаждения трансформаторов ГПП	2,0 кВт х2	4,0	0,85	0,62	4,0	2,48
Освещение ОРУ	2,0 кВт	2,0	0,958	0,30	2,0	0,60
Подогрев выключателей 220 кВт	4,4 кВт х 2	8,8	1,000	0,00	8,8	0,00
Подогрев шкафов КРУН	1,0 кВт х 26	26,0	1,000	0,00	26,0	0,00
Подогрев релейного шкафа	1,0 кВт х 1	1,0	1,000	0,00	1,0	0,00
Подогрев приводов разъединителей	0,6 кВт х 4	2,4	1,000	0,00	2,4	0,00
Маслохозяйство	25,0 кВт х 1	25,0	1,000	0,00	25,0	0,00
Итого					69,2	2,54

Произведём проверку на примере кабеля, соединяющего ГПП и ТП11. Из формулы (5.23):

$$B_k = (15,39)^2 \cdot (0,5 + 0,03 + 0,12) = 118,43 \cdot 10^6 \ А^2 \cdot с.$$

Согласно [3, табл.8] для кабелей 10 кВ с алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией (АПвП) $C = 62 \ А \cdot с^{\frac{1}{2}} / мм^2$.

По формуле (8.8):

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{118,43 \cdot 10^6}}{62} = 175,5 \ мм^2.$$

Из подраздела 6.4 известно, что кабельная линия ГПП-ТП11 выполнена кабелем АПвП(3х35) с поперечным сечением жилы $F = 35 \ мм^2$. По условию термической стойкости к току КЗ необходимо увеличить сечение кабельной линии ГПП-ТП11 до 185 мм^2. Таким образом, окончательно принимаем, что кабельная линия ГПП-ТП11 будет выполнена кабелем АПвП(3х185).

Результаты проверки остальных кабельных линий приведены в таблице 8.8.

В соответствие с результатами проверки кабельных линий на термическую стойкость к токам КЗ, сечение жил выбранных кабелей необходимо увеличить до 185 мм^2.

10) Произведём выбор цеховых ТП и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ. Трансформаторы цеховых ТП были выбраны в разделе 3. Цеховые ТП реализуются с помощью КТП 1000, 1600, 2500. РУ НН цеховых ТП реализуются с помощью низковольтных шкафов ШН.

Произведём выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП1.

Таблица 8.8 – Проверка кабелей 10 кВ по условию термической стойкости к току КЗ

Кабельные линии	Iпо, кА	tз, с	tс, с	Та,с	Вк, (кА)^2·с	С	Fтс, мм^2	Тип ТТ
ГПП-ТП1	15,39	0,6	0,03	0,12	142,1	62	192,3	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТП3	15,39	0,6	0,03	0,12	142,1	62	192,3	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТП5	15,39	0,6	0,03	0,12	142,1	62	192,3	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТП7	15,39	0,6	0,03	0,12	142,1	62	192,3	ТОЛ-10 250/5
ГПП-ТП8	15,39	0,6	0,03	0,12	142,1	62	192,3	ТОЛ-10 200/5
ГПП-ТП9	15,39	0,6	0,03	0,12	142,1	62	192,3	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТП11	15,39	0,5	0,03	0,12	118,4	62	175,5	ТОЛ-10 100/5
ГПП-ТПД1	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД2	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД3	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД4	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД5	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД6	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД7	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД8	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД9	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД10	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД11	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД12	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД13	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД14	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД15	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 400/5
ГПП-ТПД16	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД17	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД18	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5
ГПП-ТПД19	15,39	0,0	0,03	0,12	35,5	62	96,1	ТОЛ-10 300/5

Ток, протекающий по токопроводу в утяжелённом режиме, можно найти, используя формулу (5.17):

$$I_{вв.утяж} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3233,2 \text{ А}.$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП1 равен:

$$I_{секц.} = I_{вв.норм} = \frac{k_{з.н.} \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}.$$

$$I_{секц.} = \frac{0,7 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1616,58 \text{ А}.$$

В качестве вводных и секционного выключателя ТП1 выбираем автоматические выключатели ВА-СЭЩ-В АН-40Е и ВА-СЭЩ-В АН-20Е с номинальными токами 4000 и 2000 А соответственно [25]. Из раздела 7 известно, что периодическая составляющая тока КЗ на выводах трансформатора ТП1 $I_{п0}$=2,612 кА, а ударный ток КЗ $i_{уд}$=7,142 кА. Согласно [25, с.21] номинальный ток отключения автоматических выключателей ВА-СЭЩ-В АН-40Е и ВА-СЭЩ-В АН-20Е I_{cs}= 85 кА, допустимый сквозной ток КЗ при времени протекания 3 с I_{cw}=65 кА; допустимый ток включения I_{cm}= 187 кА.

Исходя из вышесказанного, делаем вывод, что выбранные автоматические выключатели удовлетворяют условиям стойкости к току КЗ на стороне НН трансформатора ТП1.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей остальных ТП и НРП произведён в таблице 8.10.

Таблица 8.10

Номер ТП	Место установки АВ	Iр, А	Iутяж, А	Тип выключателя	Номинальный ток, А
1	2	3	4	5	6
ТП1	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП2	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП3	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП4	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000

Продолжение таблицы 8.10

1	2	3	4	5	6
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП5	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП6	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП7	Вводной	2525,91	5051,81	ВА-СЭЩ-В АН-63G	6300
	Секционный	-	2525,91	ВА-СЭЩ-В АН-32Е	3200
ТП8	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП9	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП10	Вводной	1616,58	3233,16	ВА-СЭЩ-В АН-40Е	4000
	Секционный	-	1616,58	ВА-СЭЩ-В АН-20Е	2000
ТП11	Вводной	1010,36	2020,73	ВА-СЭЩ-В АН-25Е	2500

Выводы по разделу восемь

В данном разделе было выбрано и проверено оборудование РУ НН ГПП и цеховых ТП.

9 РАСЧЁТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две системы сборных шин, расчёт будем вести на одну секцию.

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

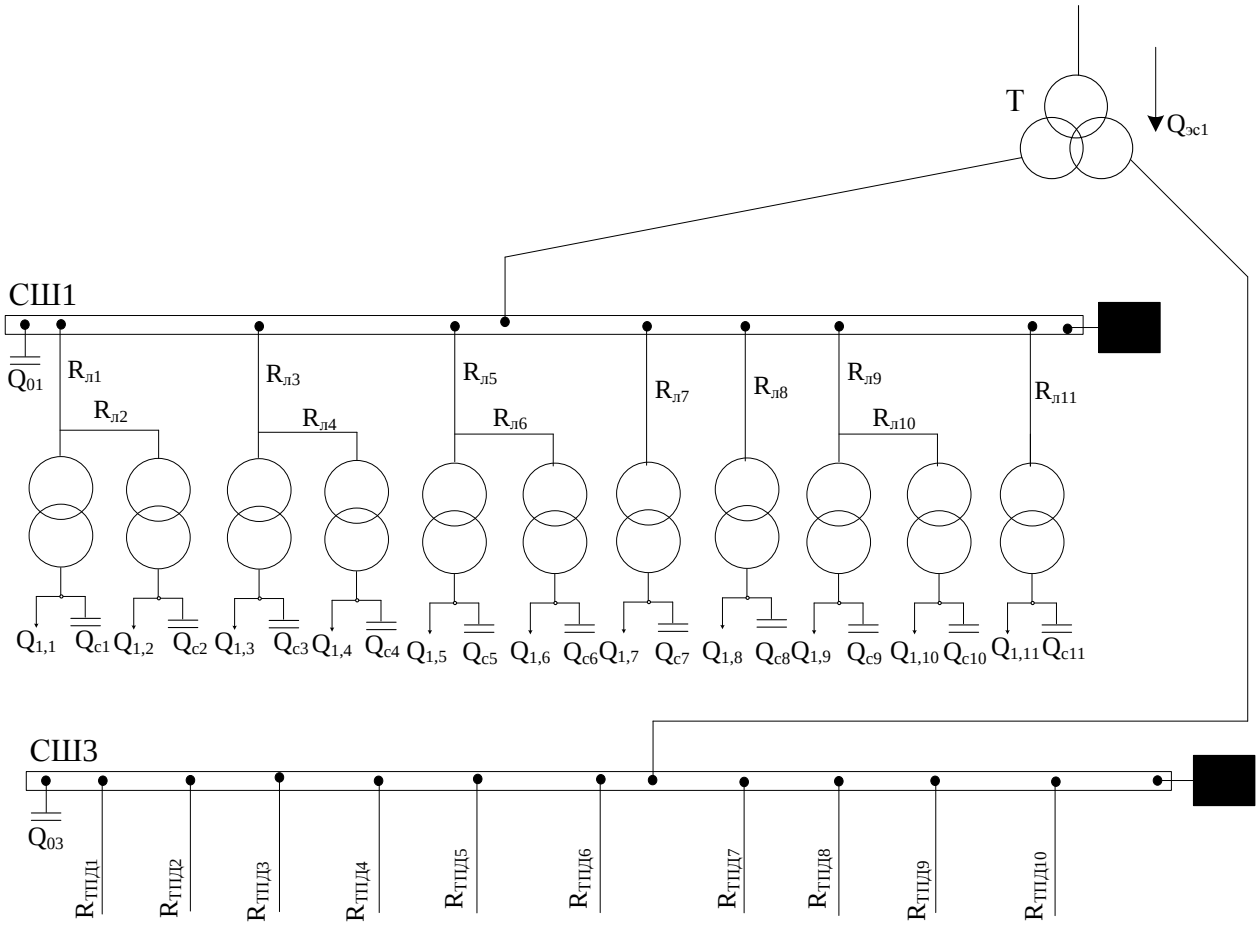

Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия

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

$$R_{ТРi} = \frac{\Delta Pкз \cdot Uн^2}{S_{НТi}^2}.$$

$$R_{ТР1} = \frac{16,6 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{1600^2} = 0,648 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления кабельных линий найдём по формуле:

$$R_{Лi} = r_{0Лi} \cdot l_i,$$

где $r_{0Лi}$ – удельное сопротивление i-й линии, Ом/км, [1];

l_i – длина i-й линии, км.

Так:

$$R_{Л1} = 0{,}122 \cdot 0{,}123 = 0{,}015 \text{ Ом}.$$

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

Таблица 9.1 – Исходные данные для расчёта компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	Sтн, кВА	Q1i, квар	ΔQтi, квар	Rтi, Ом	Rлi, Ом
ТП1	1600	1095,66	63,04	0,65	0,025
ТП2	1600	1095,66	63,04	0,65	0,045
ТП3	1600	998,67	63,04	0,65	0,027
ТП4	1600	998,67	63,04	0,65	0,027
ТП5	1600	1353,97	63,04	0,65	0,037
ТП6	1600	1353,97	63,04	0,65	0,034
ТП7	2500	1590,97	93,50	0,42	0,029
ТП8	1600	911,68	63,04	0,65	0,044
ТП9	1600	1624,24	63,04	0,65	0,028
ТП10	1600	1624,24	63,04	0,65	0,045
ТП11	1000	405,36	54,73	1,22	0,134
Итого		13053,00	715,59		

В таблице обозначено:

$S_{НТi}$ – номинальная мощность трансформатора i-й ТП;

Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i-й ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{ТРi}$ – активное сопротивление трансформаторов i-й ТП;

$R_{Лi}$ – активное сопротивление i-й кабельной линии.

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

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

где δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности, согласно [6, с.47] δ=1,04;

α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа;

τ – время использования максимальных потерь, ч;

$K_М = \frac{\Delta P_Э}{\Delta P_М} = \frac{Q_Э^2}{Q_М^2}$ – отношение потерь $\Delta P_Э$ активной мощности от протекания реактивной мощности $Q_Э$, потребляемой предприятием в период наибольшей нагрузки энергосистемы, к максимальным потерям $\Delta P_М$ активной мощности от протекания максимальной реактивной мощности $Q_М$, потребляемой предприятием.

Согласно [28, прил. 4] Км=0,79, τ=4900 ч.

Тогда:

$$C_0 = 1,04 \cdot (674,31 \cdot 0,79 + 1,846 \cdot 4900) = 9961,2 \text{ руб/кВт·год.}$$

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП (Q_{Ci}); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_{0i}). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Qэс).

Затраты на генерацию реактивной мощности:

–для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$З_{1Г} = E \cdot K_у \cdot (\frac{U_{БК*}}{U_*})^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}, \quad (9.1)$$

где Е – нормативный коэффициент отчислений. Согласно [9, табл.10] для силового оборудования напряжением до 20 кВ: Е=0,223;

$K_у$ – удельная стоимость батарей конденсаторов. Используя данные [18], получим для низковольтных БК:

$$K_у = 12000 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}} \cdot 1,5 \cdot 69,11 \cdot 1,18 = 1467,89 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

для высоковольтных БК:

$$K_у = 6000 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}} \cdot 1,5 \cdot 69,11 \cdot 1,18 = 733,94 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}.$$

$U_{БК*}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети. Для низковольтных БК $U_{БК*} = 1$; для высоковольтных $U_{БК*} = 1,05$;

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери в конденсаторах. Для низковольтных БК $\Delta P_{БК} = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$; для высоковольтных – $\Delta P_{БК} = 2,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$.

Для низковольтных БК:

$$З_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 1467,89 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 + 9961,2 \cdot 4,5 = 375,4 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}.$$

Для высоковольтных БК (10 кВ):

$$З_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 733,94 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 9961,2 \cdot 2,5 = 207,15 \frac{тыс.руб}{Мвар}.$$

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 9.2):

$$R_{Эi}=r_i=R_{Лi}+R_{ТРi}.$$

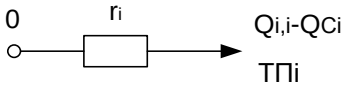

Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Например, ТП-11, эквивалентное сопротивление:

$$R_{Э11}=0,134+1,22=1,354 \text{ Ом}.$$

Для ТП, питающихся по магистральным линиям (рис.9.3):

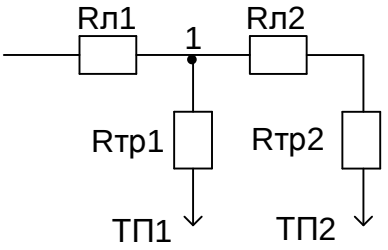

Рисунок 9.3 – схема замещения магистральной линии

Для ТП1 и ТП2, питающихся от одной магистрали:

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_{тр1}} + \frac{1}{r_{Л2} + r_{тр2}}.$$

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{0,65} + \frac{1}{0,045 + 0,65} = 2,977 \ \frac{1}{Ом}.$$

$$R_{т1} = 0,336 \text{ Ом}.$$

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{Л1}}{R_{т1}}\right) \cdot r_{тр1}.$$

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{0,025}{0,336}\right) \cdot 0,65 = 0,697 \text{ Ом}.$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчёта представлены в таблице 9.2.

Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК [26, 4].

Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП1 по формуле [26, ф.4.1]:

$$Q_{Ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{З_{10} - З_{1Г.КН}}{2aC_0 R_{Эi}} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}},$$

где

$$z = \frac{З_{10} - З_{1Г.КН}}{2aC_0}.$$

$$z = \frac{207,15 - 375,4}{2 \cdot 10 \cdot 9,9612} = -0,844 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Тогда, для ТП1:

$$Q_{C1} = 1095,66 + 63,04 - \frac{844}{0,697} = -51,37 \text{ квар}.$$

Результаты расчёта мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 9.2.

Таблица 9.2

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci}, квар		$Q_{кi}$, квар	$Q_{кi}$+ Q_{ci}, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{стi}$, квар
		Расчётное	Принятое				
ТП1	0,697	-51,37	0,00	462,33	462	УКРМ 0,4-500-25-7 УЗ	500
ТП2	0,745	26,57	50,00	462,33	512	УКРМ 0,4-500-25-7 УЗ	500
ТП3	0,701	-142,39	0,00	500,70	501	УКРМ 0,4-500-25-7 УЗ	500
ТП4	0,730	-94,84	0,00	500,70	501	УКРМ 0,4-500-25-7 УЗ	500
ТП5	0,721	246,00	250,00	453,44	703	УКРМ 0,4-600-50-7 УЗ УКРМ 0,4-100-12,5-2 УЗ	700
ТП6	0,759	304,50	300,00	453,44	753	УКРМ 0,4-600-50-7 УЗ УКРМ 0,4-150-25-4 УЗ	750
ТП7	0,445	-213,03	0,00	248,62	249	УКРМ 0,4-250-25-6 УЗ	250
ТП8	0,693	-243,64	0,00	1517,53	1518	2хУКРМ 0,4-600-50-7 УЗ УКРМ 0,4-350-50-7 УЗ	1550
ТП9	0,702	485,14	500,00	34,76	535	УКРМ 0,4-550-50-6 УЗ	550
ТП10	0,750	562,34	600,00	34,76	635	УКРМ 0,4-600-50-7 УЗ УКРМ 0,4-50-12,5-2 УЗ	650
ТП11	1,354	-163,48	0,00	0,00	0	-	-
Итого	-	-		4668,607	6368	-	6450

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на секциях шин 10 кВ ГПП. Составим баланс реактивной мощности на СШ1, подключенной к одному трансформатору ГПП:

$$Q_{01} = Q_{P1} - Q_{Г1}, \qquad (9.5)$$

где Q_{p1}– потребляемая реактивная мощность от одной секции шин ГПП;

$Q_{г1}$– генерируемая реактивная мощность на одну секцию шин ГПП

$$Q_{p1} = \frac{Q_{1р.п} + \Delta Q_{Т}^{ГПП}}{2}, \qquad (9.6)$$

где $Q_{р.п}$ – расчётная максимальная реактивная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [2, 3.3.6]:

$$Q_{1р.п} = К_{о.м} \cdot \left[\sum Q_{1i} + \Delta Q_{т\Sigma}\right] + \sum Q_{р.о}. \qquad (9.7)$$

Из главы 4, табл. 4.4 известно, что $\sum Q_{р.о}$=197,8 квар.

Так как $Q_{р.п}$ рассчитывается на две секции шин, а $\sum Q_{1i}$ рассчитаны для одной СШ, значит данную сумму необходимо умножить на 2.

Тогда по формуле (9.7) получим:

$$Q_{р.п} = 0{,}85 \cdot \left[2 \cdot 13053{,}1 + 715{,}6\right] + 197{,}8 = 22981{,}23 \text{ квар.}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП по формуле 3.11:

$$\Delta Q_{Т}^{ГПП} = \frac{63000 \text{ кВА}}{100\%} \cdot (0{,}8\% + (0{,}62)^2 \cdot 11{,}5\%) = 3289 \text{ квар.}$$

По формуле (9.6):

$$Q_{P1} = \frac{22981{,}23 + 3289}{2} = 13135{,}12 \text{ квар.}$$

Далее рассчитаем генерируемую реактивную мощность на одну секцию шин ГПП:

$$Q_{Г} = \frac{Q_{ЭС1}}{4} + \sum Q_{СТi},$$

где $Q_{ЭС1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию, приходящаяся на одну секцию шин ГПП.

$$Q_{Г1} = \frac{34837}{4} + 6450 = 15159{,}25 \text{ квар.}$$

Теперь можно рассчитать мощность высоковольтной БК, подключенной к СШ1 ГПП по формуле (9.5):

$$Q_{01} = 13135,12 - 15159,25 = -2024,13 \text{ квар.}$$

Следовательно, устанавливать высоковольтную БК не требуется.

Рассчитаем ёмкость батарей конденсаторов, подключенных к СШ3:

$$Q_{03} = Q_{P3} - Q_{Г3},$$

где Q_{p3}– потребляемая реактивная мощность от одной секции шин ГПП;

$Q_{г3}$– генерируемая реактивная мощность на одну секцию шин ГПП.

$$Q_{p3} = \frac{Q_{3р.п} + \Delta Q_{Т}^{ГПП}}{2},$$

где $Q_{3р.п}$– расчётная максимальная реактивная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [2, 3.3.6]:

$$Q_{3р.п} = К_{о.м} \cdot \sum Q_{р.ВВ},$$

где $\sum Q_{р.ВВ}$=148971,5 квар – суммарная реактивная мощность, потребляемая высоковольтными приёмниками.

Тогда получим:

$$Q_{3р.п} = 0,85 \cdot 148971,5 = 126625,78 \text{ квар.}$$

$$Q_{P3} = \frac{126625,78 + 3289}{2} = 64957,39 \text{ квар.}$$

Подставляем известные значения и получаем:

$$Q_{Г3} = \frac{34837}{4} = 8709,25 \text{ квар.}$$

Теперь можно рассчитать мощность высоковольтной БК, подключенной к СШ3 ГПП по формуле (9.5):

$$Q_{03} = 64957,39 - 8709,25 = 56248 \text{ квар.}$$

По [27] выбираем установку компенсации реактивной мощности 8хУКРМ-10,5-7200-450 УХЛ1.

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности, поступающей от энергосистемы):

$$tg\phi_P = \frac{Q_{P1} + Q_{P3} - (\sum Q_{СТ.Н} + Q_{БК1} + Q_{БК2})}{P_{Р.П} / 2}.$$

$$tg\phi_P = \frac{13135,12 + 64957,39 - (6450 + 0 + 57600)}{69673,9 / 2} = 0,4.$$

Резерв реактивной мощности должен составлять не менее 10-15% потребляемой предприятием реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum\left(Q_{БКi} - Q_{0i}\right)}{\sum Q_{Pi}} \cdot 100\%.$$

$$Q_{рез\%} = \frac{(0-(-2024{,}13))(57600-56248)}{13135{,}12+64957{,}39} \cdot 100\% == \frac{3376{,}13}{78092{,}51} \cdot 100\% = 4{,}3\%.$$

Получили, что резерв реактивной мощности на предприятии недостаточен, следовательно, необходима установка резервной БК в РУ 10 кВ ГПП, мощностью не менее 4433 квар. Выбираем установки компенсации реактивной мощности 2хУКРМ-10,5-2250-450, установленные на каждой секции шин, тогда:

$$Q_{рез\%} = \frac{(2250-(-2024{,}13)) + (2250+57600-56248)}{78092{,}51} \cdot 100\% = = 10\%.$$

Выводы по разделу девять

В данном разделе были рассчитаны мощности батарей конденсаторов, которые необходимо установить. В итоге приняты мощности $Q_{БК1}$=2250 квар и $Q_{БК3}$=59850 квар.

10 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЭС

Согласно исходным данным, высоковольтными электроприёмниками цеха холодной прокатки являются тиристорные преобразователи с двигателями постоянного тока, установленные в прокатном отделении №1 и №2. Будем считать, что данные электроприёмники работают без ударной нагрузки и не создают колебаний напряжения на шинах ГПП.

Проведём расчёт коэффициента гармонически составляющих напряжения на системе шин НН ГПП, к которой подключены цеховые подстанции, т.к. нагрузка на секциях шин одинаковая, то расчёт будет вестись для одной секции. Так как известно, что преобразователи имеют большую мощность (до 12 МВА), то примем, что тиристорные преобразователи работают по двенадцатифазной схеме. Составим принципиальную электрическую схему СЭС ПП, на которой показаны интересующие нас элементы (рисунок 10.1).

Найдём индуктивные сопротивления элементов схемы:

1) Сопротивление линии 220 кВ:

$$X_{ВЛ220} = x_0 \cdot L,$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление линии АС-240/39;

L – длина линии.

$$X_{ВЛ220} = 0,435 \cdot 2,7 = 1,1745 \text{ Ом}.$$

2) Сопротивление трансформатора: по[10, табл.2.41]

$$X_{Тв} = \frac{U_{к\%} \cdot U^2_{ср.ном}}{100 \cdot S_{ном.т}} \left(1 - \frac{К_р}{4}\right), \quad X'_{Тн} = \frac{U_{к\%} \cdot U^2_{ср.ном} \cdot К_р}{100 \cdot S_{ном.т} \cdot 2},$$

где $К_р$=3,5 для трёхфазных трансформаторов.

$$X_{Тв} = \frac{11,5 \cdot \left(10 \cdot 10^3\right)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 0,0228 \text{ Ом}, \quad X'_{Тн} = \frac{11,5 \cdot \left(10 \cdot 10^3\right)^2 \cdot 3,5}{100 \cdot 63 \cdot 10^6 \cdot 2} = 0,3194 \text{ Ом}.$$

3) Сопротивление нагрузки:

$$X_Н = \frac{U^2_{ср.ном}}{Q_Н},$$

где $Q_Н$ –реактивная мощность, потребляемая цеховыми ТП, найденная в разделе 4.

$$X_Н = \frac{\left(10 \cdot 10^3\right)^2}{17459,56 \cdot 10^3} = 5,7275 \text{ Ом}.$$

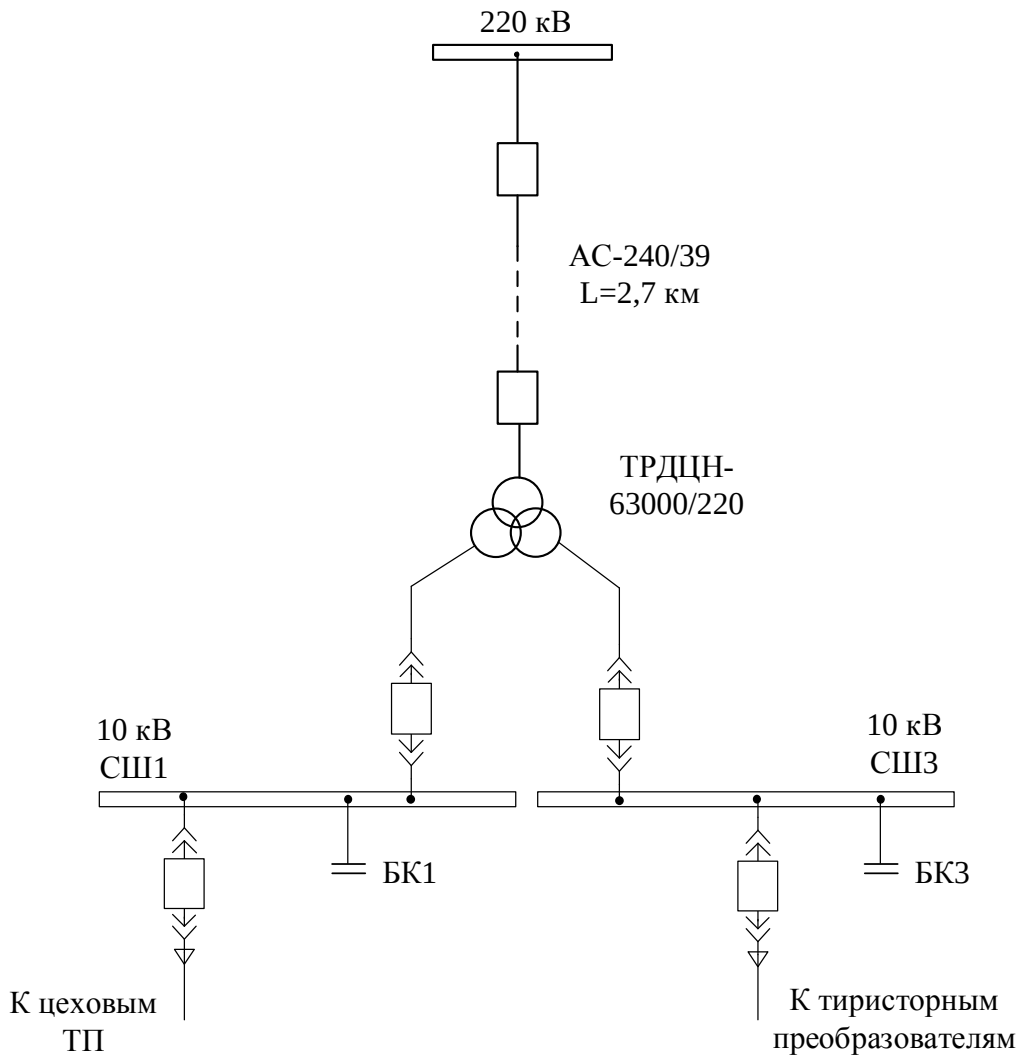

Рисунок 10.1

4) Сопротивление БК:

Из предыдущего раздела известно, что $Q_{БК1}$=2250 квар, $Q_{БК3}$=59850 квар.

$$X_{БКi} = \frac{-U^2_{ср.ном}}{Q_{БКi}}.$$

$$X_{БК3} = \frac{-\left(10 \cdot 10^3\right)^2}{59850 \cdot 10^3} = -1,67 \text{ Ом}.$$

На рисунке 10.2 составлена схема замещения для расчёта коэффициента гармонических составляющих.

Согласно [28], Показателями КЭ, относящимися к гармоническим составляющим напряжения являются значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка $K_{U(n)}$ в процентах напряжения основной гармонической составляющей U1 в точке передачи электрической энергии.

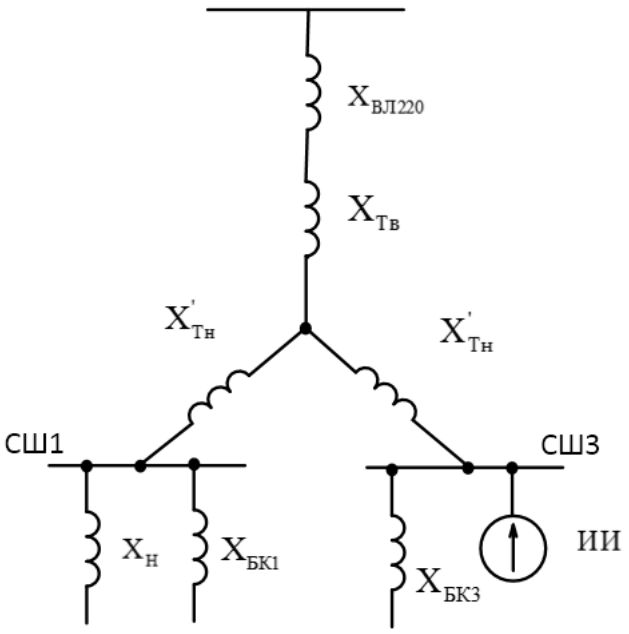

Рисунок 10.2

Порядок высших гармоник можно определить по формуле: n=mk±1, где m – фазность схемы, k – натуральные числа. Так как мы задались, что преобразователь двенадцатифазный, то n=11,13,23,25.

СШ3:

Для каждой гармоники рассчитаем индуктивное сопротивление:

$$X_{i(n)} = X_i \cdot n.$$

$$X_{ВЛ220(n)} = 1{,}1745 \cdot 11 = 12{,}9195 \text{ Ом.}$$

$$X_{Тв(n)} = 0{,}0228 \cdot 11 = 0{,}2508 \text{ Ом.}$$

$$X'_{Тн(n)} = 0{,}3194 \cdot 11 = 3{,}5134 \text{ Ом.}$$

$$X_{Н(n)} = 5{,}7275 \cdot 11 = 63{,}0025 \text{ Ом.}$$

$$X_{БК1(n)} = \frac{-44{,}44}{11} = -4{,}04 \text{ Ом.}$$

$$X_{БК3(n)} = \frac{-1{,}67}{11} = -0{,}15 \text{ Ом.}$$

Для остальных гармоник сведём значения сопротивлений в таблицу 10.1.

Найдём ток высших гармоник:

$$I_n = \frac{S_{ИИ\Sigma} \cdot K_n}{U_{ном} \cdot n \cdot \sqrt{3}},$$

где $S_{ИИ\Sigma}$ – суммарная мощность тиристорных выпрямителей, найденная в разделе 3;

K_n – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз высших гармоник тока.

$$I_n = \frac{161053 \cdot 0,75}{10 \cdot 11 \cdot \sqrt{3}} = 633,98 \text{ А}.$$

Таблица 10.1

n	X_1, Ом	X_2, Ом	X_3, Ом	X_4, Ом	X_5, Ом	X_6, Ом
11	-4,32	-0,80	13,17	-0,86	2,66	-0,16
13	-3,58	0,57	15,56	0,55	4,70	-0,13
23	-1,96	5,39	27,54	4,50	11,85	-0,07
25	-1,80	6,19	29,93	5,13	13,11	-0,07

Определим напряжение гармоник:

$$U_n = I_n \cdot |X_6|.$$

$$U_n = 633,98 \cdot |-0,16| = 102,08 \text{ В}.$$

Коэффициент гармонической составляющей напряжения можно найти по формуле:

$$K_{U(n)3} = \frac{U_n}{U_ф} \cdot 100\%.$$

$$K_{U(n)3} = \frac{102,08 \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot 100\% = 1,77\%.$$

Для остальных гармоник сведём значения сопротивлений в таблицу 10.2.

Таблица 10.2

n	I_n, А	U_n, В	$K_{U(n)}$, %
11	633,98	102,08	1,77
13	536,45	70,85	1,23
23	303,21	22,15	0,38
25	278,95	18,73	0,32

Согласно [28], найдём среднеквадратичный коэффициент гармонических составляющих напряжения:

$$K_{\Sigma U(n)} = \frac{\sqrt{\sum U_n^2}}{U_ф} \cdot 100\%.$$

$$K_{\Sigma U(n)} = \frac{\sqrt{102,08^2 + 70,85^2 + 22,15^2 + 18,73^2}}{10000/\sqrt{3}} = 2,2\%.$$

Для остальных гармоник сведём значения сопротивлений в таблицу 10.3.

Таблица 10.3

n	$U_{СШ1(n)}$, В	$K_{UСШ1(n)}$, %
11	176,57	3,06
13	52,09	0,90
23	3,07	0,05
25	2,13	0,04

Среднеквадратичный коэффициент гармонических составляющих напряжения:

$$K_{\Sigma U(n)1} = 3,2\% \le K_{\Sigma U(n)доп} = 5\%.$$

В результате получили, что показатели качества электроэнергии на секциях шин СШ1 и СШ2 удовлетворяют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Выводы по разделу десять

В данном разделе было вычислено значение среднеквадратичного коэффициента гармонических составляющих напряжения, и сравнено с нормируемым.

11 ГАЗОВАЯ И СТРУЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТРДЦН–63000/220

11.1 Назначение и требования к газовой защите

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель 2, который является самой высокой частью трансформатора (рисунок 11.1) и имеет сообщение с атмосферой. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.
Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движения масла. Газовое реле 1 устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе. В трубе предусмотрена задвижка, которая закрывает ее автоматически при срабатывании газовой защиты, предотвращая поступление масла из расширителя в бак повреждённого трансформатора (для ограничения пожара в баке).

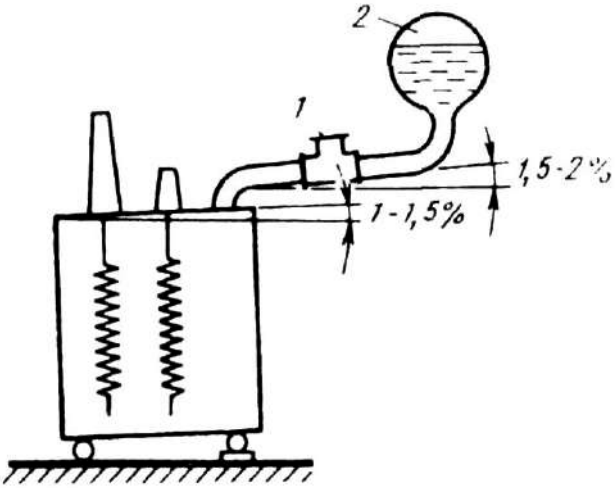

Рисунок 11.1 – Установка газового реле на трансформаторе:
1 – газовое реле; 2 – расширитель

Конструкции газовых реле имеют три разновидности, различающиеся принципом исполнения реагирующих элементов, в виде: поплавка, лопасти, чашки.

По своему принципу действия газовая защита может работать не только при повреждениях и опасных ненормальных режимах, но и при появлении в кожухе трансформатора воздуха, при толчках (движении) масла, вызванных любой причиной, и механических сотрясениях, имеющих место вследствие вибрации корпуса трансформатора.

Для предупреждения неправильного отключения трансформатора отключающая цепь защиты при доливке масла переводится на сигнал.

Для предотвращения ложного срабатывания нижнего поплавка газового реле от толчков масла принято регулировать его на скорость движения масла 50-160 см/с.

Требования к монтажу релейных защит: на трансформаторах, снабжённых газовым реле, бак (кожух) трансформатора должен устанавливаться наклонно, чтобы край трансформатора, связанный с расширителем, и сама труба к расширителю имели подъем на 1,5-2% (см. рисунок 11.1) [29]. Этим обеспечивается беспрепятственный проход газов в расширитель при повреждениях и предотвращается возможность скопления пузырьков воздуха под крышкой кожуха трансформатора, которое может повлечь за собой ложное действие защиты.

На открытых ПС следует обеспечить надёжную защиту выводов на крышке газовых реле от попадания на них влаги. Выводы от контактов газового реле можно выполнять только кабелем с бумажной изоляцией.

Основными достоинствами газовой защиты являются:

- простота ее устройства
- высокая чувствительность
- малое время действия при значительных повреждениях
- действие на сигнал или отключение в зависимости от размеров повреждения.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждения его обмоток и особенно при витковых замыканиях. Все масляные трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше поставляются вместе с газовой защитой.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора, поэтому должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений. Для маломощных трансформаторов такой защитой служат МТЗ и токовая отсечка. Для мощных трансформаторов применяется более совершенная дифференциальная РЗ.

11.2 Газовое реле

В данной работе для газовой защиты трансформатора выберем газовое реле типа РГТ-80. Основные параметры выбранного реле приведены в таблице 11.1.

Устройство реле поясняется на примере схематического разреза который дан на рис. 11.2. Реле состоит из корпуса 1.1 и механического блока 1.2 [30].

Корпус выполнен литым из алюминиевого сплава и имеет входной и выходной фланцы с отверстиями для подсоединения реле к трубопроводам. Для визуального контроля работы механического блока в корпусе имеется с двух сторон смотровые стекла. Для защиты стёкол от загрязнений и вредного воздействия солнечных лучей имеются откидываемые вверх защитные крышки. Красная стрелка на корпусе указывает направление движения жидкости к расширительному сосуду.

Таблица 11.1

Параметр	Значение
Условный проход, мм	80
Исполнение фланца	квадратный
Мощность защищаемого трансформатора, МВА	>10
Конструктивное исполнение реле	газовое двухпоплавковое
Количество контактов	два
Исполнение контактов	замыкающие
Объем газового пузыря при коммутации сигнала «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ»	300 +50/-100
Пороговое значение скорости потока масла, м/с (допуск — минус 25%)	0,65; 1,0; 1,5

Механический блок (рисунок 11.3) состоит из крышки 2.1 и включающего механизма 2.2.

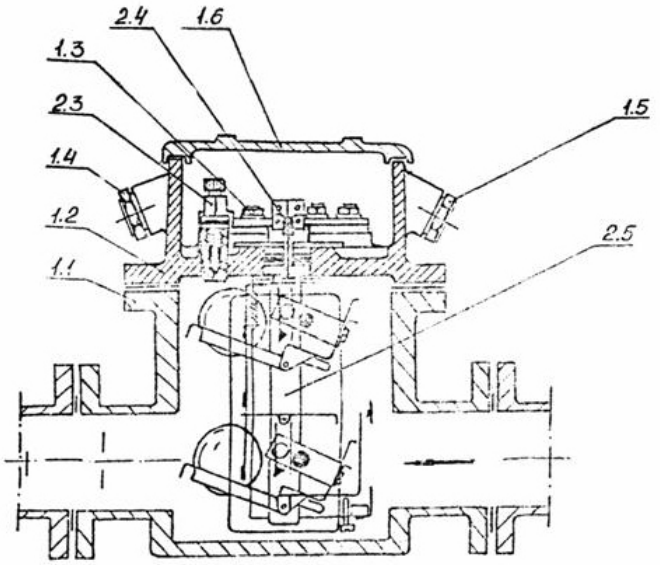

Рисунок 11.2 – Устройство реле РГТ–80

Механический блок крепится к корпусу болтами. На крышке литой из алюминиевого сплава крепятся газоспускной клапан 2.3, контрольная кнопка 2.4 и в клеммной коробке блок герметизированных магнитоуправляемых контакторов 2.5 и клеммник 1.3.

Клеммная коробка имеет два резьбовых отверстия, в которые крепятся заглушка 1.4 и переходник 1.5 для герметизированного ввода и крепления сигнального кабеля в металлорукаве, и сверху закрывается откидной крышкой 1.6 с резьбовой прокладкой.

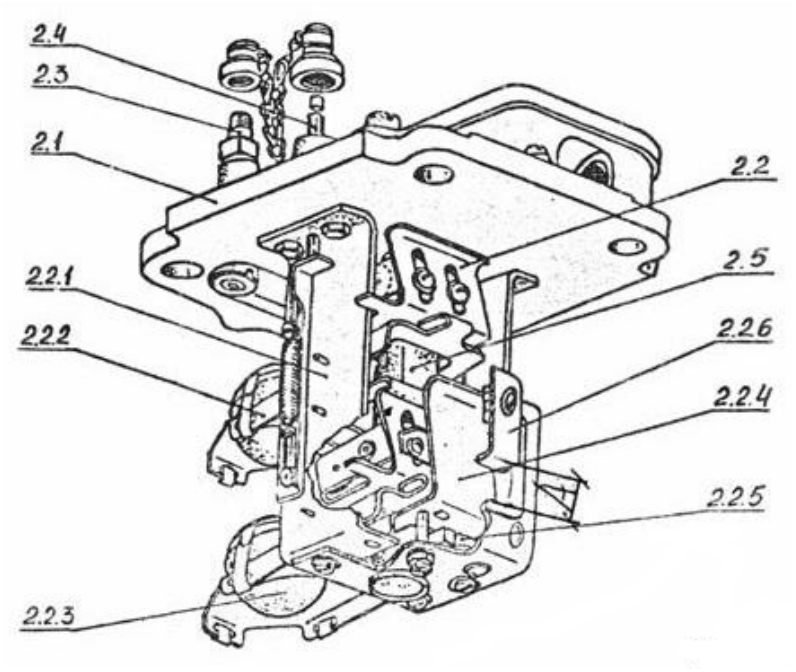

Рисунок 11.3 – Механический блок реле РГТ-80

Блок герметизированных контактов (БГК) 2.5 состоит из кожуха, выполненного из нержавеющей стали, с присоединённым фланцем и печатной платы. С одним или двумя (в зависимости от исполнения) магнитоуправляемыми контактами. После сборки кожух заполняется азотом или осушённым воздухом и герметизируется эпоксидным компаундом. Конструкция исключает контакт токонесущих элементов с рабочей жидкостью.

Включающий механизм 2.2 состоит из сборной рамы 2.2.1, в которой смонтирована верхняя 2.2.2 и нижняя 2.2.3 система переключений.

Верхняя система переключения 2.2.2 выполнена конструктивно по принципу ломающегося рычага, на одном плече которого закреплен металлический полый поплавок, а на другом — постоянный магнит, при опускании поплавка рычаг замыкается и магнит принудительно перемещается относительно кожуха БГК, и вызывает замыкание магнитоуправляемого контакта, а при подъеме поплавка плечо рычага с магнитом свободно опускается под действием силы тяжести и размыкает контакт.

Нижняя система переключения 2.2.3 выполнена аналогично, но имеет дополнительный элемент (на той же оси рычага) — заслонку 2.2.4, воспринимающую скоростной напор потока жидкости. Заслонка удерживается в фиксированном положении регулируемым магнитным щелевым затвором 2.2.5 перед заслонкой установлен экран с отверстием, перекрываемым регулируемой шторкой 2.2.6.

Реле типа РЗТ-80 имеет дополнительную систему экранов, защищающих верхнюю систему переключений от динамического воздействия потока изолирующей жидкости, протекающей через реле.

11.3 Принцип действия

При нормальной работе контролируемого аппарата реле полностью заполняется маслом. Поплавки удерживаются в верхнем положении подъёмной силой. Если внутри контролируемого аппарата из-за неисправности образуются газовые пузыри, то они на пути к расширительному сосуду будут накапливаться в верхней части реле, что приведет к снижению уровня масла и опусканию верхнего поплавка. Связанный с поплавком постоянный магнит приближается к кожуху БГК и коммутирует сигнал «предупреждение». При дальнейшем понижении уровня, имеющем место при утечке масла, опускается верхний поплавок и связанный с ним постоянный магнит коммутирует сигнал «ОТКЛЮЧЕНИЕ» на нижней пере контактов БГК. На это же плечо ломающегося рычага с постоянным магнитом воздействует заслонка, воспринимающая скоростной напор масла. Когда усилие воздействия масла на заслонку превысит усилие магнитного затвора, заслонка отрывается и начинает воздействовать на магнит, вызывая формирование сигнала «отключение».

Принципиальная схема газовой защиты трансформатора ТРДЦН–63000/220 показана на рисунке 11.4.

11.4 Струйное реле

Для защиты контакторов РПН в отечественной практике широко применяются струйные реле ÜRF 25/10 производства Германии (российский аналог – РЗТ–25). Реле ÜRF 25/10 (рисунок 11.5) состоит из корпуса и крышки, к которой крепится реагирующий блок реле. На верхней части крышки реле закреплена табличка с указанием типа и данных реле, а на корпусе реле и на крышке изображены стрелки, указывающие направление в сторону расширителя. Струйное реле ÜRF 25/10 имеет только один реагирующий элемент – отключающий – напорную пластину 9.

Стальная фигурная скоба 1, крепящаяся винтами к крышке реле, служит основой для крепления напорной пластины, которая расположена со стороны бака контактора и в нормальных условиях удерживается в начальном положении грузом 6. При скорости потока масла, превышающей заданную уставку, пластина поворачивается, груз 6 при этом поднимается и круглый магнит (на рисунке 4 не виден) приближается к управляемому им геркону 8, который замыкается.

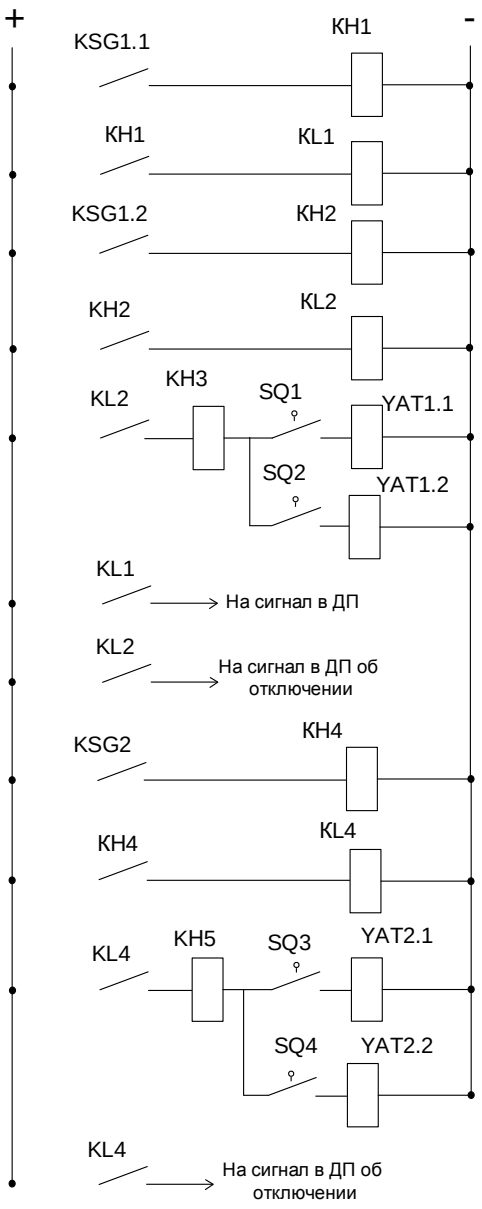

Рисунок 11.4 – Принципиальная схема газовой защиты трансформатора

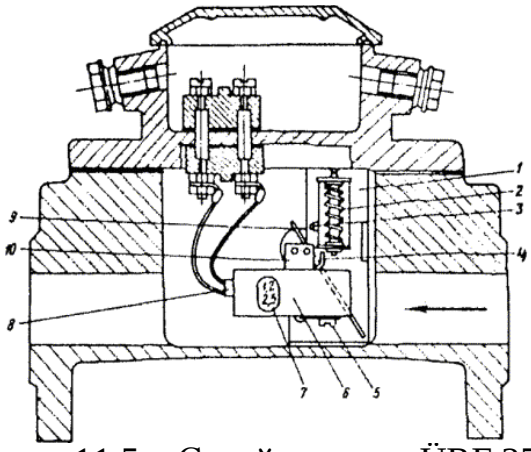

Рисунок 11.5 – Струйное реле ÜRF 25/10

По окончании движения пластина оказывается зафиксированной в положении срабатывания с помощью защёлки 4, поэтому контакт реле остаётся замкнутым до возврата вручную. Для возврата реле в нормальное положение в нем имеется устройство контроля-возврата, которое служит также и для контроля работоспособности реле.

Устройство контроля-возврата струйного реле состоит из подвижной рейки с возвратной пружиной и выступом. Устройство контроля-возврата управляется, как и у газового реле, кнопкой на крышке струйного реле. На табличке около кнопки изображены два ее положения с надписями «Возврат» и «Контроль».

При медленном нажатии кнопки рейка, двигаясь в направляющей рамке, опускается примерно на половину своего хода и отводит пружинную защелку из прорези установочной скобы 1, что приводит под действием силы тяжести груза 6 к возврату пластины 9 в нормальное положение и к размыканию контакта реле (сквозь смотровое стекло видно, как груз возвращается в горизонтальное положение). При дальнейшем нажатии кнопки вниз до упора выступ 3 рейки 2 нажимает на закруглённый край держателя груза 10 и последний поднимается, как при давлении струи масла на пластину реле (сквозь смотровое стекло видно, когда реле переходит в положение срабатывания), что вызывает действие реле на отключение.

Реле Ü RF 25/10 выпускается двух исполнений по набору уставок по скорости потока масла (таблица 11.2).

Таблица 11.2

Исполнение	Уставки скорости потока масла, м/с
1-е исполнение	0,9
	1,2
	1,5
2-е исполнение	1,5
	2,0
	2,5

Выбор одной из трёх уставок скорости масла в реле каждого исполнения выполняется отвинчиванием винта 5 и перемещением груза 6 в держателе до положения, при котором в окне 7 держателя груза появится цифра выбранной скорости срабатывания.

Место установки газового и струйного реле представлено на рисунке 11.6.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе были рассмотрены и выбраны газовые реле для защиты трансформатора ТРДЦН–63000/220.

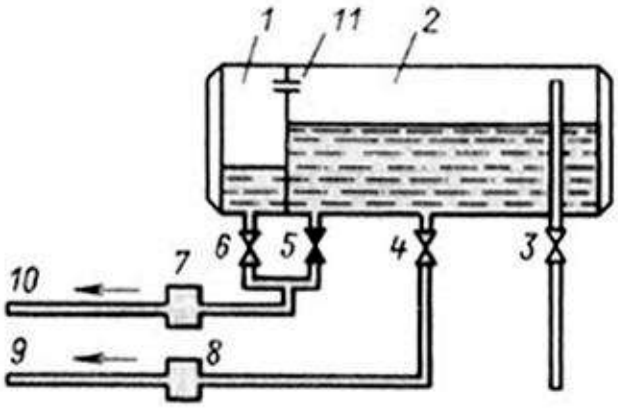

Рисунок 11.6 – Подключение газового и струйного реле:
1 – малый отсек расширителя; 2 – большой отсек расширителя; 3 – кран для доливки масла в расширитель; 4 – кран маслопровода к баку трансформатора; 5 – кран подпитки маслом масляного отсека (кран нормально закрыт, на рисунке изображение крана зачернено); 6 – кран маслопровода к баку контактора; 7 – струйное реле; 8 – газовое реле; 9 – маслопровод к баку трансформатора; 10 – то же к баку РПН; 11 – отверстие

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СЭС

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены вопросы организационных технических мероприятий, а также средства обеспечивающие защиту людей от опасного воздействия электрического тока, электромагнитного поля, электрической дуги и электрических зарядов.

К организационным мероприятиям относятся:

1) Правильная организация и ведение безопасных методов работы;

2) Обучение и инструктаж персонала;

3) Контроль за выполнением правил технической эксплуатации и техники безопасности.

К техническим мероприятиям относятся:

1) Обеспечение нормального освещения в зоне работ;

2) Применение необходимых мер и средств защиты;

3) Применение безопасного ручного инструмента, а так же применение блокировок коммутационных аппаратов, спецодежды.

ГПП является одним из важнейших объектов СЭС, в тоже время это объект повышенной опасности поражения обслуживающего персонала электрическим током. Поэтому на ГПП должно уделяться особое внимание вопросам техники безопасности и охраны труда.

12.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

Согласно расчётам картограммы электрических нагрузок ГПП располагается вблизи цеха холодной прокатки. Расположение ГПП выбирается с учётом требований [3], расположения центра электрических нагрузок и розы ветров района. Роза ветров указана на генеральном плане предприятия. Грунтовые воды отсутствуют.

Подстанция состоит из 3-х основных частей:

1) ОРУ-220 кВ;

2) Трансформатор 2хТРДЦН-63000/220/10;

3) ЗРУ-10 кВ.

Аппаратура ОРУ-220 кВ, трансформаторы установлены открыто. Территория ГПП ограждена сплошным внешним забором высотой 1,8 м [10]. Металлические конструкции ОРУ-220 кВ, ЗРУ-10 кВ и трансформаторов, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций для защиты от коррозии – окрашены. Трансформаторы для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца окрашены в светлые тона маслостойкой краской [10]. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара под автотрансформаторами и трансформаторами предусмотрены маслоприёмники, закрытые металлической решёткой, поверх которой насыпан слой чистого гравия. Все токоведущие части, доступные случайному прикосновению, ограждены металлической сеткой с окном 25×25 мм [10]; на всём электрооборудовании ОРУ и ЗРУ выполнены надписи, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты.

Оборудование ОРУ-220 кВ располагается таким образом, чтобы обеспечить возможность выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов. Для транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий предусмотрен проезд, габарит которого не менее 4 м по ширине и высоте.

Наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов ОРУ приняты равными из [10].

Для обеспечения безопасности работ на ОРУ-220 кВ устанавливаются разъединители типа РГНП. От неверных операций коммутационными аппаратами предусмотрена оперативная блокировка.

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ-220 кВ

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм.
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземлённых конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2м.	1200
Между проводами разных фаз	1600
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 1,6м, до габаритов транспортируемого оборудования	2000
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключённой верхней	2400
От неограждённых токоведущих частей до земли или кровли зданий при наибольшем провисании проводов	3900
Между токоведущими частями в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи или неотключённой другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями.	3200

Блокировка исключает включение выключателя на заземлённый участок. Это обеспечивается электромагнитной блокировкой разъединителей с использованием электромагнитных замков. Также предусматривается механическая блокировка между основными и заземляющими ножами разъединителя, которые не позволяют включить заземляющие ножи при включённых главных ножах. Наличие заземляющих ножей исключает применение переносных заземлителей, что повышает безопасность и снижает аварийность.

ЗРУ – 10 кВ выполняется с двухсторонним расположением ячеек КРУ. Все ячейки КРУ имеют механические блокировки, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе.

ЗРУ располагается в отдельном здании, имеет два выхода, расположенные с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ имеют самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ из [10].

Токоведущие части окрашены в соответствии с [10]:

фаза А – жёлтым цветом;

фаза В – зелёным;

фаза С – красным.

Сеть заземления окрашивается в чёрный цвет.

12.2 Электрозащитные средства

Персонал ГПП снабжается защитными средствами согласно нормам. Все средства, находящиеся в эксплуатации, проходят систематическую проверку и испытания согласно «Правила использования и испытания защитных средств». Перечень защитных средств, применяемых на ГПП, представлен в таблице 12.2.

Таблица 12.2

Наименование	Ед. изм.	Количество
Штанга изолирующая на каждое напряжение	шт.	2
Указатель напряжения на каждое напряжение	шт.	2
Диэлектрические перчатки	пара	2
Диэлектрический коврик	шт.	4
Переносные заземления 10 кВ	шт.	2
Защитные ограждения (щиты)	шт.	2
Предупредительные плакаты	шт.	2 комплекта
Защитные очки	шт.	2
Противогаз изолирующий	шт.	2

Средства защиты, применяемые в электроустановках, могут быть условно разделены на четыре группы: изолирующие, ограждающие, экранирующие и предохранительные. Также на ГПП предусмотрены специальные плакаты, служащие для предупреждения об опасности.

Плакаты делятся на четыре группы: предупреждающие, запрещающие, предписывающие, указывающие.

Все защитные средства должны надлежащим образом храниться и должны быть защищены от загрязнения, увлажнения и механических повреждений. Изолирующие штанги подвешиваются в вертикальном положении или их устанавливают в стояках. Изолирующие клещи – на специальных полках, но так, чтобы они не могли касаться стен. Указатели напряжения и токоизмерительные клещи должны находиться в футлярах, противогазы – в специальных чехлах.

12.3 Контроль изоляции

Контроль изоляции в сети напряжением 10 кВ производится по показаниям приборов, присоединённых к трансформатору напряжения ЗНОЛ-10 (рисунок 12.1). Кроме этого, для контроля изоляции применяются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ, установленные в ячейках КРУ на каждой отходящей линии.

В сети напряжением 10 кВ используется защита от ОЗЗ с действием на сигнал.

Простейшей является общая неселективная сигнализация ОЗЗ, которая состоит из реле максимального напряжения kV, подключенного ко вторичной обмотке трехфазного трансформатора напряжения, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» (рисунок 12.1).

В нормальном режиме работы напряжение смещения нейтрали не превышает 15% $U_Ф$, что составляет не более 15 В на зажимах указанной вторичной обмотки. При замыкании одной фазы на землю напряжение на нейтрали возрастает до фазного значения, а на зажимах вторичной обмотки - до 100 В. Реле обычно имеет уставку по напряжению, равную $0{,}3U_Ф$, следовательно, оно срабатывает и включает сигнализацию (световую или звуковую) о появлении ОЗЗ в электрической цепи.

Такой комплект является общим для одной секции сборных шин.

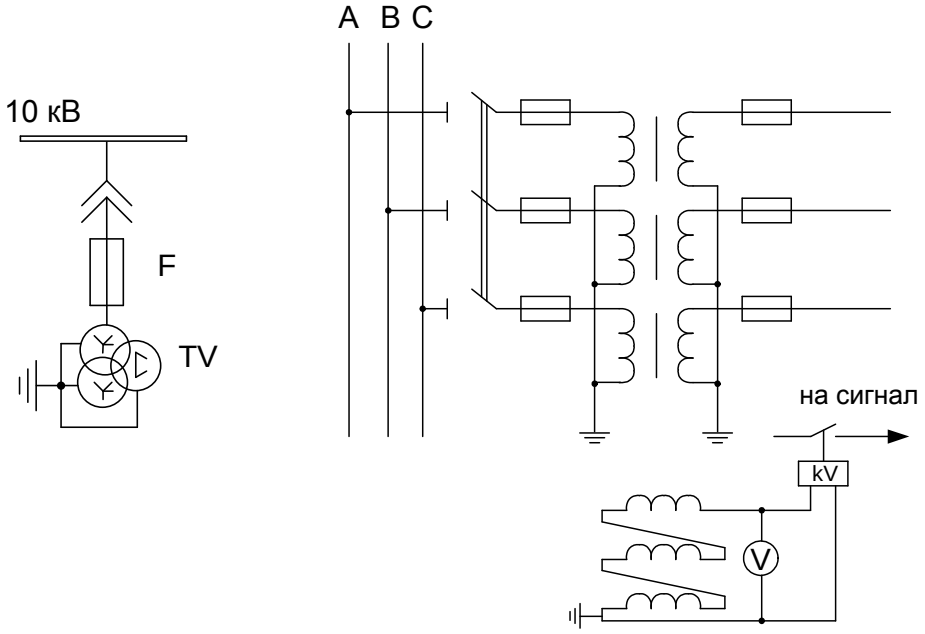

Рисунок 12.1 – Трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-10

12.4 Освещение ОРУ-220 кВ

На ГПП предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Территория ГПП освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Ремонтное освещение осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Внутреннее освещение выполнено светильниками типа ЛСПО2 (с люминесцентными лампами, подвесные, для промышленных и производственных зданий).

Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ производится в соответствии с нормами, установленными в [10].

Световой поток определяется по выражению:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_н \cdot K_{зап}}{\mu \cdot \ell},$$

где E=5 лк – минимальная освещённость, принято для ОРУ ГПП по шкалам освещённости;

$K_{зап}$=1,5 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения стёкол прожекторов;

$\ell = 1$ – суммарная условная освещённость от близлежащих источников;

μ=1,1 – коэффициент добавочной освещённости за счёт отражённого светового потока.

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 5 \cdot 1{,}5}{1{,}1 \cdot 1} = 6818{,}18 \text{ лм.}$$

Число прожекторов:

$$N = \frac{E \cdot K_{зап} \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot \eta},$$

где Z=1,2 – отношение средней освещённости к минимальной;

S=2500 м^2 – площадь ОРУ ГПП;

η=0,65 – КПД светового потока.

$$N = \frac{5 \cdot 1{,}5 \cdot 2500 \cdot 1{,}2}{6818{,}18 \cdot 0{,}65} = 3{,}98.$$

Принимаем 4 прожектора.

Мощность одной лампы:

$$P = \frac{W \cdot S}{N},$$

где W = 1 Вт/м2 – удельная мощность.

$$P = \frac{1 \cdot 1600}{4} = 400 \text{ Вт.}$$

К установке принимаем 4 прожектора типа РКУ 10–400–024 с лампами ДРЛ мощностью по 400 Вт. Устанавливаются прожекторы по углам ОРУ-220 кВ ГПП.

Рассчитаем высоту установки светильника. По СП 52.13330.2011 отношение максимального значения осевой силы света к квадрату высоты светильника при освещённости 5 лк, должно быть равно 400. Высоту найдём по формуле:

$$h = \sqrt{\frac{Imax}{400}}.$$

$$h = \sqrt{\frac{24000}{400}} = 7{,}75 \text{ м}.$$

Примем высоту светильника равной 8м.

11.5 Пожарная безопасность

На ГПП предусмотрены ящики с песком, совки для разбрасывания песка, углекислотные огнетушители ОУ-5, укомплектованные пожарные щиты. На подстанции предусмотрены подъездные пути к пожароопасному оборудованию. ЗРУ представляет собой помещение с несгораемыми стенами и перекрытиями. Помещение ЗРУ не имеет проёмов для окон. Двери расположены по торцам здания и выполнены из несгораемого материала.

В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ имеется пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполнена на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70º С).

Для трансформатора установлена стационарная автоматическая установка пожаротушения. Автоматическая установка водяного пожаротушения трансформатора включает установку водяного пожаротушения и систему ее автоматического управления (рис.12.2). Система отвода воды и масла при пожаротушении трансформатора состоит из маслоприёмника, маслоотвода и маслосборника

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприёмники, (рисунок 12.3), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДЦН–63000/220/10 объем масла составляет 22 тонны).

Из маслоприёмников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м^3.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

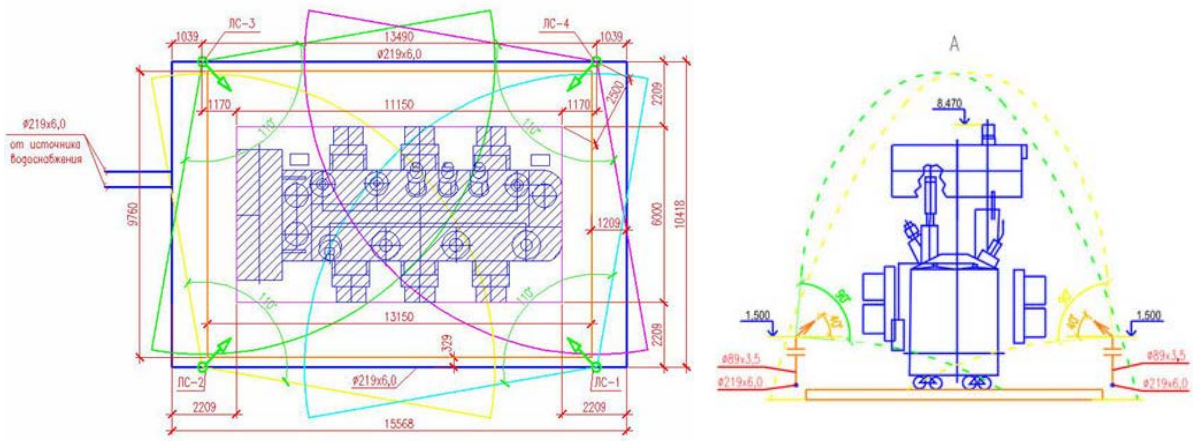

Рисунок 12.2 – Система автоматического тушения трансформатора.

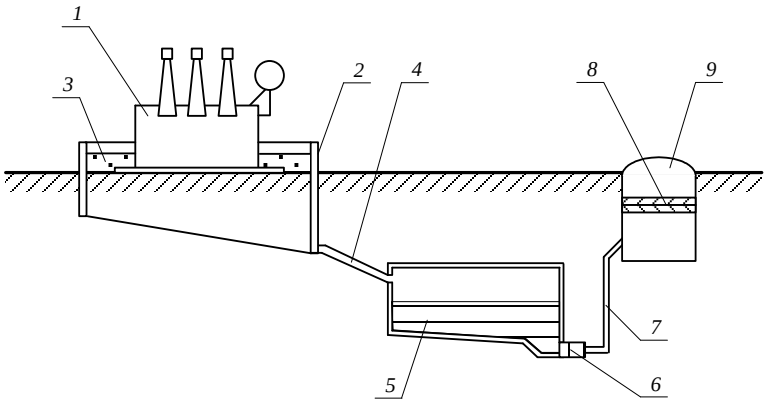

Рисунок 12.3 – Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора: 1 − трансформатор; 2 − маслоприемник; 3 − дренажно-гравийная засыпка; 4 − маслоотвод; 5 − маслосборник; 6 − насос; 7 − трубопровод; 8 − фильтр; 9 − колодец

12.6 Расчёт защитного заземления ГПП

Согласно ПУЭ требуется контур заземления сопротивлением $R_З \leq 0,5$ Ом.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных стержневых электродов длиной 5м и диаметром d=0,012 м, верхние концы которых соединены между собой стальной полосой сечением 4×40 мм, уложенной в земле на глубине h = 0,8 м.

Удельное сопротивление грунта на территории ОРУ ГПП согласно данных замеров составляет 100 Ом·м (грунт однородный); климатическая зона вторая.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать металлические и железобетонные конструкции здания ЗРУ.

Сопротивление естественного заземлителя R_e:

$$R_e = \frac{0,5 \cdot \rho}{\sqrt{S}},$$

где S – площадь соприкосновения конструкций с землей, м^2.

$$R_е = \frac{0,5 \cdot 100}{\sqrt{400}} = 2,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учётом использования естественного заземления:

$$R_и = \frac{R_е \cdot R_З}{R_е - R_З},$$

где $R_З$ – требуемое сопротивление контура заземления равное 0,5 Ом [3].

$$R_и = \frac{2,5 \cdot 0,5}{2,5 - 0,5} = 0,625 \text{ Ом.}$$

Тип заземляющего устройства выбираем контурный. Вертикальные электроды размещаем на расстоянии а = 5 м друг от друга.

Сопротивление одного вертикального электрода $r_в$:

$$r_в = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot K_{сез}}{l_в} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_в}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_в}{4 \cdot h - l_в} \right),$$

где $l_в$ – длина вертикального электрода;

d – диаметр электрода 0,012 м;

$k_{СЕЗ}$ =3,0 – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли второй климатической зоны [14] ;

h - расстояние от поверхности до середины вертикального электрода

h = 0,8 +5/2 = 3,3м.

$$r_в = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 1,3}{5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 22,22 \text{ Ом.}$$

Необходимое число вертикальных электродов $n_в$:

$$n_в = \frac{r_в}{R_и \cdot \eta_в},$$

где $\eta_в$ = 0,44 – коэффициент использования вертикальных заземлителей зависит от отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине а/l и числа вертикальных электродов, предварительно принимаем 60.

$$n_в = \frac{22,22}{0,625 \cdot 0,44} = 80 \text{ шт.}$$

Общее сопротивление вертикального заземлителя $R_в$:

$$R_в = \frac{r_в}{n_в \cdot \eta_в}.$$

$$R_в = \frac{22,22}{80 \cdot 0,44} = 0,63 Ом.$$

Сопротивление горизонтального электрода (полосы) $r_г$:

$$r_Г = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot k_{сез}}{l_г} \cdot \ln \frac{l_г^2}{0,5 \cdot b_п \cdot h},$$

где $b_п$ = 0,04 м – ширина стальной полосы;

$l_г$ – длина горизонтального электрода.

$$r_г = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 1,3}{720} \cdot \ln \frac{720^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 0,5 Ом.$$

Сопротивление горизонтального электрода в контуре с вертикальными электродами $R_г$:

$$R_г = \frac{r_г}{\eta_г},$$

где $\eta_г$ = 0,21 – коэффициент использования соединительной полосы для a/l и числа вертикальных электродов $n_в$ = 80 [14].

$$R_г = \frac{0,5}{0,21} = 2,38 \text{ Ом}.$$

Сопротивление растеканию принятого группового заземлителя $R_{гр}$:

$$R_{гр} = \frac{R_в \cdot R_г}{R_в + R_г}.$$

$$R_{гр} = \frac{0,63 \cdot 2,38}{0,63 + 2,38} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление естественного и искусственного заземлителя R_Σ:

$$R_\Sigma = \frac{R_е \cdot R_{гр}}{R_е + R_{гр}}.$$

$$R_\Sigma = \frac{2,5 \cdot 0,5}{2,5 + 0,5} = 0,42 \text{ Ом}.$$

12.7 Молниезащита

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (СН-305-77).

Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в году. Устанавливаем 4 молниеотвода на порталы.

Необходимым условием защищённости всей площади ОРУ является:

$$D \le 8 \cdot (h - h_x),$$

где D=70,7 м – диагональ четырёхугольника, в вершинах которого расположены молниеотводы;

h - высота молниеотвода;

$h_x = 16,5$ м – высота защиты молниеотводов.

Высота молниеотводов:

$$h \ge \frac{D}{8} + h_x;$$

$$h \ge \frac{70,7}{8} + 16,5 = 25,33 \text{ м}.$$

Примем высоту молниеотводов $h = 26$ м.

Зона защиты молниеотвода:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot (h - h_x)}{1 + \frac{h_x}{h}};$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot (26 - 16,5)}{1 + \frac{16,5}{26}} = 9,3 \text{м}.$$

Ширина защищаемой зоны:

$$b_l = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot (h - h_x) - l}{14 \cdot (h - h_x) - l}.$$

При а=50 м:

$$b_{14} = 4 \cdot 9,3 \cdot \frac{7 \cdot (26 - 16,5) - 50}{14 \cdot (26 - 16,5) - 50} = 7,4 \text{ м}.$$

$$b_{14} = b_{23} = b_{12} = b_{34} = 7,4 \text{ м}.$$

На рисунке 12.3 показана зона защиты на высоте $h_x = 16,5$ м.

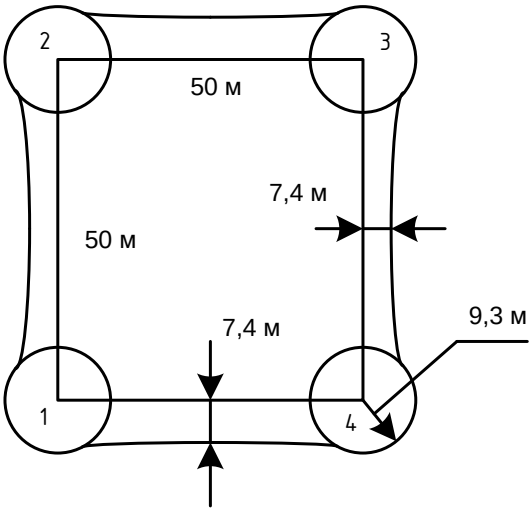

Рисунок 12.3 – Молниезащита ОРУ-220 кВ

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе рассчитана молниезащита подстанции, произведён расчёт защитного заземления и освещения ОРУ-220. Рассмотрены вопросы пожарной безопасности и электрозащитных средств, используемых на ГПП.

13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Целью экономической части проекта является оценка экономической эффективности принятых решений и анализ экономических результатов. Для этого решаются следующие задачи:

1 Выбор варианта внешнего электроснабжения предприятия;

2 Расчёт капитальных вложений по данному варианту;

3 Расчёт текущих затрат;

4 Оценка экономической эффективности проекта.

На основании технико-экономических расчётов, приведённых в разделе 7, выбран вариант 2 питания цеховых ТП по магистральным линиям, так как он является наиболее выгодным.

Сведём результаты расчётов годовых приведённых затрат для обоих вариантов схемы электроснабжения в таблицы 13.1 и 13.2.

Таблица 13.1 –Технико-экономические показатели схемы №1

Наименование оборудования	Капитальные затраты, тыс. руб	Приведённые капитальные затраты, тыс. руб./год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Приведённые затраты, тыс. руб./год
Кабельная линия 10 кВ	91,93	15,63	38,7	54,33
Ячейка вводного выключателя	613,6	130,69	–	130,69
Итого				185,02

Таблица 13.2 – Технико-экономические показатели схемы №2

Наименование оборудования	Капитальные затраты, тыс. руб	Приведённые капитальные затраты, тыс. руб./год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Приведённые затраты, тыс. руб./год
Кабельная линия 10 кВ	123,14	20,9	28,64	49,54
Ячейка вводного выключателя	306,80	65,35	–	65,35
Ячейка ВНП	89,21	19,01	–	19,01
Итого				133,9

13.1 Качественный анализ вариантов проектных решений электроснабжения цеха холодной прокатки ОАО «ЧМК»

Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT–анализ. Для этого составляются две матрицы, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждой ситуации, возможности (O) и угрозы (T) осуществления электроснабжения на предприятии.

Необходимо выполнить проект электроснабжения цеха холодной прокатки. В разделе 7 было произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов электроснабжения.

Рассмотрим эти два взаимозаменяющих варианта:

№1 Электроснабжение цеховых ТП по радиальным линиям;

№2 Электроснабжение цеховых ТП по магистральным линиям.

SWOT–анализ варианта 1 и 2 представлен в таблицах 13.3 и 13.4 соответственно.

Таблица 13.3 – Вариант №1 электроснабжения цеха холодной прокатки

S – сильные стороны: 1) меньшие нагрузки на кабельные линии; 2) большая наглядность схемы электроснабжения.	W – слабые стороны: 1) большие потери электроэнергии; 2) нет возможности для дальнейшего расширения ЗРУ; 3) большие капитальные затраты;
O – возможности предприятия во внешней среде: 1) кадровые возможности создания мощной инженерной базы; 2) использование современных технологий.	T – угрозы внешней среды для предприятия: 1) возрастающее конкурентное давление; 2) рост тарифов на электроэнергию; 3) финансовая нестабильность в связи с санкциями заказчиков.

Вывод: SWOT–анализ для ОАО «ЧМК» показал, что вариант №2 предпочтительнее и с точки зрения затрат и с точки зрения дальнейшего расширения предприятия.

13.2 Анализ поля сил внедрения системы электроснабжения

Любую организацию можно рассматривать как модель, находящуюся в состоянии равновесия между движущими и сдерживающими силами реализации целей. Поле сил для конкретной организации характеризует организационную надёжность развития. Покажем схему поля сил на рисунке 13.1 для энергохозяйства предприятия. Одна и та же сила может быть как сдерживающей, так и движущей (зависит от ситуации). Поэтому поле сил составляется на определённый момент времени и в дальнейшем корректируется.

Таблица 13.4 – Вариант №2 электроснабжения цеха холодной прокатки

S – сильные стороны: 1) меньшие капитальные затраты; 2) есть возможность для расширения цеха, либо подключения соседних цехов; 3) меньшие потери электроэнергии;	W – слабые стороны: 1) большие протекающие по кабелям токи; 2) сложность настройки релейной защиты;
O – возможности предприятия во внешней среде: 1) кадровые возможности создания мощной инженерной базы; 2) использование современных технологий; 3) возможность подключения к внутризаводской сети близлежащих потребителей.	T – угрозы внешней среды для предприятия: 1) возрастающее конкурентное давление; 2) рост тарифов на электроэнергию; 3) финансовая нестабильность в связи с санкциями заказчиков.

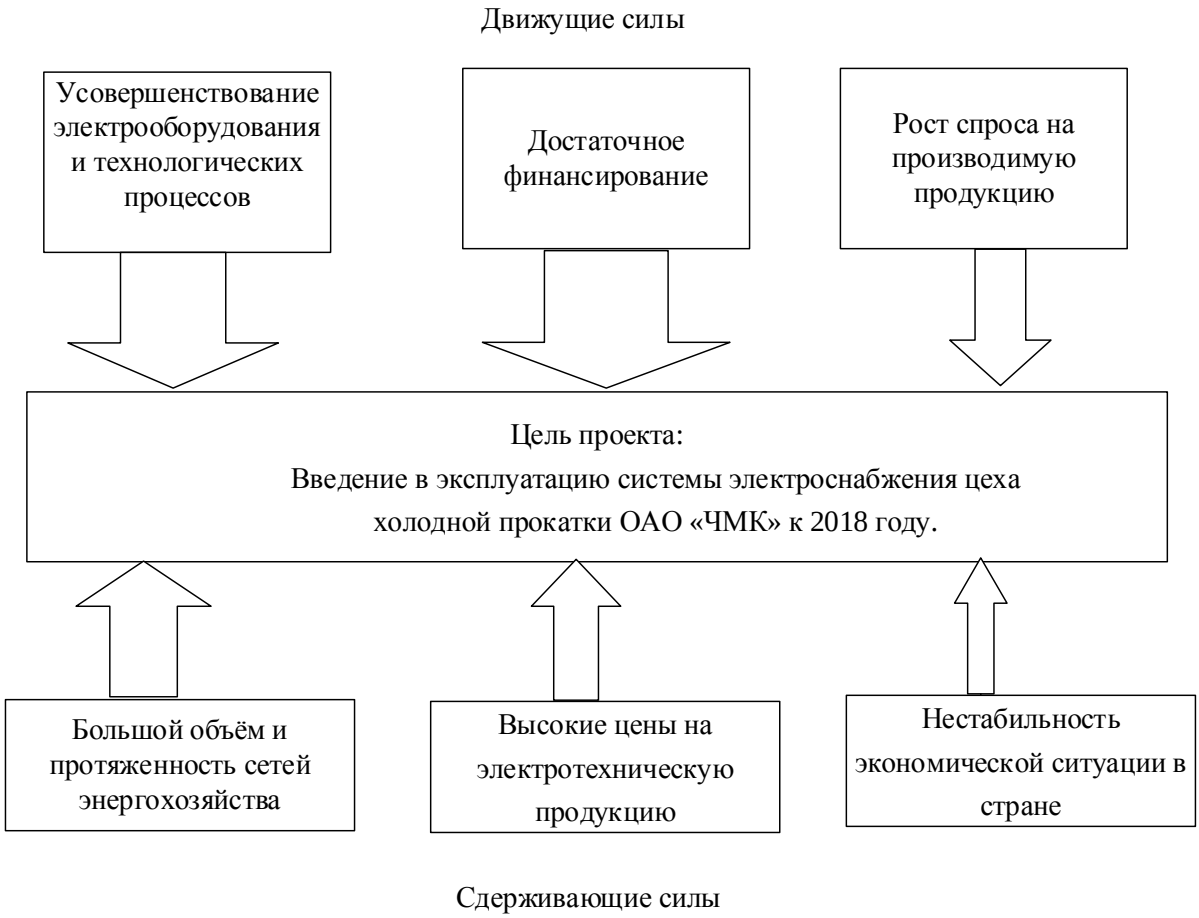

Рисунок 13.1 – Схема поля сил К. Левина

Вывод: из рисунка 13.1 видно, что движущие силы преобладают над сдерживающими. Следовательно, на данный момент можно утверждать, что поставленная цель будет достигнута.

13.3 Дерево целей проекта

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчинённость и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня или миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений и операционные цели его исполнителей. Дерево целей представлено на рисунке 13.2.

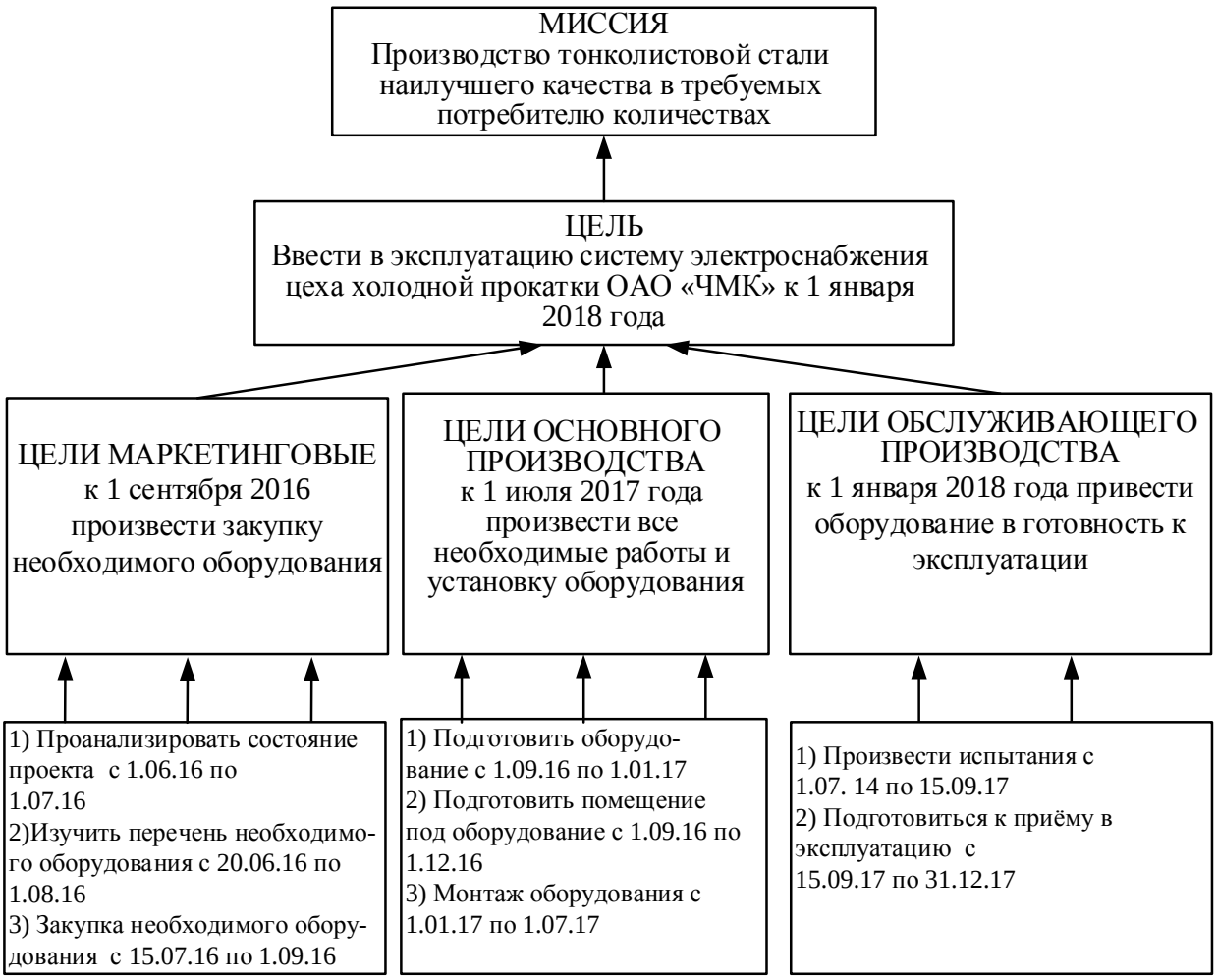

Рисунок 13.2 – Дерево целей проекта

13.4 График Ганта

График Ганта – это ленточный график, который представляет собой две шкалы: шкала выполняемых задач и временная шкала. В соответствии со сроком, отведённым по проекту каждой задаче, он откладывается на временной шкале. Дата на сегодняшний день является как бы границей, по левую часть от которой подразумевается, что уже выполнено, по правую – что еще предстоит сделать.

График Ганта для данного проекта представлен на рисунке 13.3.

Этап работы	Исполнитель (должность)	Кол-во исполнителей	Продолжительность этапа					
			2016 г.		2017 г.			
			III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
Анализ состояние проекта	Специалист проектного отдела	5						
Изучение перечня необходимого оборудования	Специалист отдела маркетинга	3						
Закупка необходимого оборудования	Специалист отдела маркетинга	3						
Подготовка помещения	Монтажник	10						
Подготовка оборудования	Монтажник	10						
Монтаж оборудования	Монтажник	10						
Испытание оборудования	Инженер-технолог	5						
Подготовка к приёму в эксплуатацию	Главный технолог цеха	1						

Рисунок 13.3 –График Ганта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчёты электрических однофазных и трёхфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчёт осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчётов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведён выбор трансформаторов ГПП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внутреннего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 10 кВ, а также произведён выбор её электрооборудования.

Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведён расчёт токов КЗ. На основании расчёта токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Метельский В.П. Выключатели нагрузки на напряжение 6-10 кВ / В.П. Метельский, Ю.Л. Гура // Электрик: Международный электротехнический журнал – Киев: Издательство Радиоаматор, 2007. – 78 с.

2 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчёту электрических нагрузок. – Введ. 1993–01–01. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992 – 10 с.

3 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

4 Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ. – 7-е изд., испр. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2007. – 880 с.

5 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)

6 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат. 1986. – 568 с.

7 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1994 – 16 с.

8 ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые трёхфазные герметичные масляные. Технические условия. – Введ. 1977–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 12 с.

9 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.2. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат. 1986. – 457 с.

10 Правила устройства электроустановок. 6-е издание. Дополненное.- Москва.: Госэнергонадзор, 2000. – 508 с.

11 Приказ Министерства промышленности и энергетики российской федерации от 22 февраля 2007 г. N 49 О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения): утв. Приказом Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г. № 49 М-во энергетики Российской Федерации. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007. – 4 с.

12 Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник/ Н.И. Белоруссов., А.Е. Саакян., А.И. Яковлева.; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.

13 Комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные 35-220 кВ. Комплектные трансформаторные подстанции универсальные 35/0,4 кВ/ Каталог КТП-СЭЩ- Б 35-220 кВ, КТП-СЭЩ- У 35/0,4 кВ. – Выпуск 18. Группа компаний «Электрощит». – http://www.electroshield.ru/komplektnye_transformatornye_podstancii_bktp.

14 Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш. – http://www.uetm.ru/products/146/170/_aview_b6.

15 Технический каталог разъединителей серии РГ на напряжение 35-500 кВ – ЗАО «ЗЭТО». – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyedinitelinarujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv.

16 Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций. – М. Энергоатомиздат. 1987. – 608 с.

17 Каталог Выключатели вакуумные высоковольтные 6-10кВ. Саратов. 2013. – http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_6-10/vikl_vb_10_20/.

18 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС»., 2012. – 21 с. – http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.35.146-2013.pdf.

19 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие/ А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 157 с.

20 Каталог Комплектные токопроводы и шинопроводы. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»- ТМ Самара». – http://www.electroshield.ru/upload/iblock/09_closed_curt/03_shzk/catalog_shzk.pdf.

21 Каталог «Высоковольтная вакуумная коммутационная аппаратура». Саратов, 2006. – http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_6-10/vikl_vbe_10_31-5/.

22 Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». 2011. – http://www.elpribor.ru/catalog/.

23 ОРТ.135.016 ТИ. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. Техническая информация (справочная), Самара, 2009. – http://electroshield.ru/download.php?file=/upload/iblock/ti_tol10_elsh.ru.pdf.

24 ИРФУ.671241.015РЭ. Трансформатор напряжения антирезонансный трёхфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации и паспорт.

25 Каталог Выключатели автоматические ВА-СЭЩ серии В. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»- ТМ Самара» 2009. – http://www.electroshield.ru/vaseshch-v.

26 Глушков В.М. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий. – М: Энергия, 1975. – 103 с.
27 Каталог Реакторное оборудование «Группа СвердловЭлектро». 2015. – http://svel.ru/ru/catalog/reactors.
28 ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения – Введ. 2013–07–1. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 16 с.
29 РД 34.46.501. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. – утв. 1976.12.08, 1976. – 74 с. – http://meganorm.ru/Index2/1/4294844/4294844742.htm.
30 РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты. – Введ. 2001.09.01. – М: Служба передового опыта ОРГРЭС, 2001. – 38 с. – http://www.znaytovar.ru/gost/2/RD_153340355182001_Instrukciya.html.