

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Институт открытого и дистанционного образования
Кафедра «Техника, технологии и строительство»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент
_____ К.М. Виноградов
_____ 2020 г.

Модернизация трансформаторной подстанции «Огнеупор»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ ВКР

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ Т.Н. Усиевич
_____ 2020 г.

Автор работы
студентка группы ДО – 509
_____ И.А. Воложенина
_____ 2020 г.

Нормоконтролер,
преподаватель
_____ О.С. Микерина
_____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Воложенина И.А. – Модернизация трансформаторной подстанции «Огнеупор» – Челябинск: ЮУрГУ, ДО-503, ТТС, 2020, 59 с., 6 ил., 10 табл., библиогр. список – 17 наим., 6 листов чертежей ф. А1.

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью модернизации подстанции «Огнеупор». Замены устаревшего и отслужившего свой срок электрооборудования на более новое, безопасное и экономичное, и более простое в обслуживании.

Был проведен сравнительный анализ отечественных и передовых зарубежных технологий и решений.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработана схема подстанции «Огнеупор». Произведен выбор силовых трансформаторов на подстанции. С учетом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование подстанции с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ; распределительные ячейки КРУ с вакуумными выключателями; трансформаторы тока типа ТЛК, трансформаторы напряжения и другое.

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет модернизации и организационно - технические работы. Рассмотрены вопросы БЖД, вредных производственных факторов на подстанции, безопасность работы в электроустановках, рассчитаны заземляющее устройство на подстанции и искусственное освещение, пожаробезопасность, экологичность и защита окружающей среды.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Воложенина И.А.				Модернизация трансформаторной подстанции «Огнеупор»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Усиевич Т.Н.						6	
<i>Реценз.</i>						ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» ИОДО		
<i>Н. Контр.</i>	Микерина О.С.					Кафедра «ТТС» гр.ДО-503		
<i>Утверд.</i>	Виноградов К.М.							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	9
2 ОБЩИЙ РАЗДЕЛ.....	12
2.1 Назначение и описание схемы подстанции «Огнеупор»	12
2.2 Историческая справка о предприятии и образования ЦСиП	16
2.3 Сравнительный анализ существующего электрооборудования на подстанции.....	18
2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах подстанции	21
2.5 Анализ работы трансформатора существующей сети	23
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ.....	25
3.1 Выбор тока и напряжения	25
3.2 Выбор питающей линии.....	25
3.3 Выбор силовых трансформаторов на подстанции.....	26
3.4 Выбор схемы подстанции	27
3.5 Расчет токов на вводе РУ-110 кВ	27
3.6 Расчет токов короткого замыкания	29
3.7 Выбор электрооборудования	33
4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	41
4.1 Основные показатели вредных факторов на подстанции.....	41
4.2 Безопасность работы в электроустановках	42
4.3 Расчет заземляющего устройства подстанции.....	42
4.4 Расчет искусственного освещения	45
4.5 Пожаробезопасность.....	49
4.6 БЖД в ЧС	50
4.7 Экологичность и защита окружающей среды.....	54
5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	59

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы.

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

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

Объект работы – этапы создания выпускной квалификационной работы.

Предмет работы – расчёт и установка элегазовых выключателей 110 кВ, вакуумных выключателей 6кВ и трансформаторов напряжения на подстанции «Огнеупор».

Цель работы – модернизировать и заменить устаревшие взрывоопасные, масляные выключатели по 110 и 6 кВ. Не имеющие запасных запчастей и более не выпускающиеся в России (сняты с производства). Показать преимущества новых технологий, безопасность и надежность такого электрооборудования. А также показать связь в системе электроснабжения предприятия

Результаты работы можно рекомендовать для внедрения на существующую подстанцию.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

В России, в 2017 году на международном экономическом форуме наш президент, приказал создать новую, гибкую базу для внедрения цифровых технологий.

Это было направлено, в основном, на сферу электроэнергетики. Так как появились более экологичные, менее энергозатратные и надежные аппараты и электрооборудование для подстанций и не только.

На сегодняшний день компания ПАО «Россети» приняла новую, сформированную концепцию – «Цифровая трансформация 2030».

Появились такие понятия как «Цифровая подстанция», «Цифровой питающий центр», «Цифровая электрическая сеть».

Цифровая подстанция (ЦПС) – автоматизированная подстанция, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами и функционирующая без присутствия постоянного дежурного персонала.

Цифровая подстанция (ЦПС по терминологии НТП ПС 2017) – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850.

Цифровой питающий центр – цифровая подстанция 110-220 кВ и (или) узловая цифровая подстанция с высшим напряжением 35 кВ, от РУ СН и НН которой электрическая энергия распределяется по электрической сети.

Внедрение автоматизированных систем управления подстанциями представляет собой сложную задачу, плохо поддающуюся унификации.

Появление новых международных стандартов и информационных технологий открывает возможности современных подходов к решению этой проблемы, позволяя создать подстанцию нового типа — цифровую.

Широкие перспективы в этом направлении открывают группы стандартов МЭК 61850 (сети и системы связи на подстанциях).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 является то, что в нем регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем подстанции и защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств, вместо традиционных аналоговых измерителей – трансформаторов тока и напряжения.

Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций и управлять цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях будут выполняться цифровыми, образуя единую шину процесса. Это дает возможность быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что дает возмож-

									13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						9

ность сокращения количества кабельных связей, сокращения числа микропроцессорных устройств и более компактного их расположения.

Цифровые технологии более экономичны на всех стадиях внедрения: при проектировании, монтаже, наладке и в эксплуатации. Они обеспечивают возможность расширения и модернизации системы в процессе эксплуатации.

Сегодня во всем мире выполнено уже много проектов, связанных с применением стандарта МЭК 61850, показавших преимущества данной технологии. Но очень много вопросов еще требует дополнительных проверок и решений. Это относится и к надежности цифровых систем, и к вопросам видоизменения устройств на подстанциях, к созданию общедоступных средств проектирования, которые были бы ориентированы на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования.

С внедрением стандарта МЭК 61850 появилась возможность производить тестирование компонентов и всего комплекса АСУ ТП без наличия необходимого количества устройств нижнего уровня. Для решения указанной задачи устройства замещаются необходимым количеством серверов МЭК 61850 (эмуляторов). Модель данных устройств загружается на серверы в виде ICD-файлов. Для осуществления таких испытаний в ОАО «НИИПТ» был разработан сервер МЭК 61850, позволяющий тестировать взаимодействие интеллектуальных электронных устройств на цифровой подстанции без наличия необходимого количества устройств нижнего уровня.

В ОАО «НИИПТ» активно ведутся работы по созданию автоматизированной системы проектирования для цифровых подстанций, которая позволит использовать преимущества МЭК 61850-6 (SCL) и СИМ-моделирования в процессе проектирования подстанций.

Зарубежный и отечественный опыт внедрения систем показывает, что на первом этапе необходимо уделять повышенное внимание вопросам надежности всего цифрового комплекса устройств подстанции. Для этого все устройства должны проходить соответствие стандарту.

Поскольку это тестирование представляет само по себе достаточно сложную задачу, для ее решения необходимо создание специального сертификационного центра, который мог бы осуществлять в полном объеме тестирование на соответствие стандарту любых устройств.

В России активно занимаются разработкой и внедрением этих разработанных проектах частично или полностью, на новых или устаревших подстанциях. На которых нужно сократить или убрать совсем оперативный, дежурный персонал. Сократить энергозатраты, а также затраты на обслуживание и ремонт устаревшего электрооборудования.

Ярким примером служит наш Саткинский район, где активно меняется технология по проектированию подстанций. Это строительство ЦМП – 5 на «Комбинате «Магнезит», новые электропечи полного цикла... Для этого была построена новая ПС «Периклаз» 110/6 кВ.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Абсолютно новые цифровые технологии и оборудование, позволили в недолгий срок собрать и отладить функционирование системы. Сейчас у нас, на ПС «Огнеупор», на ЩУ можно наблюдать с мониторов за оборудованием ПС «Периклаз», следить за работой оборудования, видеть показания системы, отключать сигнализацию, понимать какая защита или неполадка случилась, принимать решения относительно включения фидера в работу или вывод его в ремонт (высылается оперативно выездная бригада) и многое другое.

Выводы по первому разделу

В связи с вышеизложенным, мы видим, что зарубежный и отечественный опыт внедрения систем на базе стандарта МЭК 61850 показывает, что необходимо уделять повышенное внимание вопросам надежности всего цифрового комплекса устройств подстанции.

Для этого все устройства должны проходить вначале тестирование на функциональное соответствие стандарту. Поскольку это тестирование представляет само по себе достаточно сложную задачу, для ее решения необходимо создание специального сертификационного центра, который мог бы осуществлять в полном объеме тестирование на соответствие стандарту любых устройств, которые наиболее целесообразно роводить в полной схеме действующей подстанции в реальных эксплуатационных условиях.

Испытаниям должны подвергаться в первую очередь цифровые источники информации. Для решения таких задач нужно, по опыту США, создать пилотную цифровую подстанцию, оборудованную полным комплектом цифровых измерительных устройств и микропроцессорных устройств защиты, регулирования и измерений.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2 ОБЩИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Назначение и описание схемы подстанции «Огнеупор»

Трансформаторная подстанция "Огнеупор" является главной понизительной, подстанцией на напряжение 110/35/6 кВ.

Подстанция "Огнеупор" питается отпайкой с высоковольтных линий (ВЛ) 110 кВ " Приваловская - Сатка №1, 2 " через два понизительных трансформатора 110/35/6 кВ, мощностью 31,5 МВА.

Напряжение 35 кВ передается на нижнюю площадку новых цехов ОАО (п/с "Каменка"), на цехи дробления (п/с ДОФ-2) , транзитом на Мельнично - Паленихинский карьер (п/с №11), (п/с №13), п/с "Шахтная" (по ВЛ-1-35 кВ "Огнеупор-ДОФ-2").

По стороне 6 кВ с силовых трансформаторов питаются цехи верхней площадки новых цехов (ЦМП-2, ЦМИ-2), участки РМЗ, энергоцеха.

Сама п/с "Огнеупор" питается с трансформаторов собственных нужд. В качестве оперативного тока используется аккумуляторная кислотная батарея напряжением 220 В, емкостью 288 А·часов, работающая в режиме постоянного подзаряда от ВАЗП.

В качестве второго источника питания по стороне 6 кВ используют три генератора мощностью по 12 МВт каждый.

Режим заземления нейтралей

При наличии генераторов на ТЭЦ, предусмотрено глухое заземление трансформаторов. При длительном отсутствии ТЭЦ трансформаторы должны работать с изолированной нейтралью. А так как они имеют ослабленную изоляцию и регулировку напряжения под нагрузкой, то нейтраль защищается разрядником РВС-35.

ГПП 110/35/6 кВ со стороны 110 кВ предусматривается по схеме блока линии-трансформатор с переключкой между питающими линиями 110 кВ, состоящей из двух последовательно соединенных разъединителей.

В цепи каждого силового трансформатора со стороны 110 кВ устанавливается:

- а) малообъемные масляные выключатели типа ВМТ-110Б;
- б) трансформаторы напряжения типа НКФ-110;
- в) вентильные разрядники типа РВС-110;
- г) высокочастотные заградители типа ВЗ-600;
- д) конденсаторы связи типа СМР-55;
- е) разъединители типа РЛНДЗ-110-І, ІІ;
- ж) трансформаторы тока типа ТФНД-110.

Установка трансформаторов напряжения, высокочастотных заградителей и конденсаторов связи вызвана необходимостью выполнения для питающих ЛЭП-110кВ со стороны ГПП-110/35/6 кВ дистанционной релейной защиты.

Распределительное устройство 35 кВ запроектировано с одинарной системой шин, разделенной секционным выключателем на две секции, к которым подклю-

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

чаются:

- а) два ввода от силовых трансформаторов;
- б) один секционный выключатель;
- в) два комплекта трансформаторов напряжения;
- г) два комплекта вентильных разрядников;
- д) четыре отходящих линии.

Распределительное устройство 35 кВ комплектуется из стальных камер типа КСО-35 с выключателями ВБНК-35.

Распределительное устройство 6кВ с одинарной системой шин, разделенной двумя секционными выключателями на 4 секции.

Для ограничения мощности короткого замыкания на шинах РУ-6 кВ до величины регламентированной паспортными данными выключателей ВМП-10к, в цепях вводов в РУ-6 кВ от силовых трансформаторов ТЭЦ принята установка токоограничивающих реакторов типа РБАС-6-2х2000-8 со стороны силовых трансформаторов и типа РБА-6-1500-8 со стороны генераторов ТЭЦ.

К сборным шинам РУ-6 кВ подключается:

- а) 4 ввода групповых расщепленных реакторов, которые подключены к обмоткам 6 кВ силовых трансформаторов;
- б) 3 ввода от генераторов ТЭЦ;
- в) 2 секционных выключателя;
- г) 4 трансформатора напряжения;
- д) 2 трансформатора собственных нужд;
- е) 20 отходящих линий.

Распределительное устройство 6 кВ комплектуется из камер типа КРУ с выключателями МГГ-10 (показан на рисунке 2) для линий вводов от силовых трансформаторов и генераторов ТЭЦ, а так же из камер КРУ серии К-Ш/У с выключателями ВМП-10 для I-II с.ш. 6кВ; с выключателями ВМГ-133 для III-IV с.ш. 6кВ.



Рисунок 1 – Вид маркировки на камере КРУ-6 кВ

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13



Рисунок 2 – Вид спереди выкатной тележки в камере КРУ-6 кВ

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Нормальный режим для ГПП-110/35/6 кВ принимается раздельная работа силовых трансформаторов как со стороны 35 кВ, так и со стороны 6 кВ.

Ввиду того, чтобы измерительный орган устройства автоматического регулирования напряжения силовых трансформаторов имеет значительное потребление мощности (около 80 ВА), установлены дополнительные трансформаторы напряжения типа ТНСХ-6, которые используются в схемах автоматики питающих ЛЭП-110 кВ и при синхронизации генераторов ТЭЦ с энергосистемой.

Указанные трансформаторы напряжения установлены со стороны 6 кВ силовых трансформаторов на участке до групповых расщепленных реакторов.

Трехполюсный маломасляный выключатель типа ВМТ-110Б с приводом типа ППК-2300 установлен в ЗРУ-110 кВ. Каждый полюс выключателя включает в себя установленное на маслonaполненном опорном изоляторе дуго гасительное устройство с токовыми выводами. В основу дуго гасительного устройства положена одно разрывная дуго гасительная камера встречно-поперечного дутья, контактная система которой находится в среде трансформаторного масла под воздействием избыточного давления газа (азота).

Трансформатор силовой ТДТНГ-31500/110.

Схема и группа соединений Y-о / Y-о / D - 12 - 11.

Для трансформатора N 1: 110 кВ $I_n = 158,2$ А;

35 кВ $I_n = 472$ А;

6 кВ $I_n = 2756$ А.

Для трансформатора N 2: 110 кВ $I_n = 165,5$ А;

35 кВ $I_n = 472$ А;

6 кВ $I_{нт} = 2755$ А;

На трансформаторах электродвигатели вентиляторов автоматически включаются при t масла 55 градусов или при токе 145А по стороне 110 кВ (независимо от t масла). Отключение электродвигателей вентиляторов при t масла 50 градусов или при токе менее 145 А.

Высокочастотный заградитель типа ВЗ-600 частотой 158,5 Гц по ЛЭП-1, по ЛЭП-2 - 198,5 Гц.

Разъединители типа РЛНДЗ – ПЗ.

Трансформатор напряжения - НКФ-110.

Нормальная эксплуатационная схема п/с "Огнеупор"

В работе два трансформатора 31,5 МВА, работают на четыре секции 6 кВ раздельно, МСМВ 6 кВ 1-3 и 2-4 секции отключены, АВР-6 кВ согласно режимной карте.

В работе могут быть 1,2 или 3 турбогенератора. Турбогенератор N 1 работает на II секцию, турбогенератор N 2 работает на III секцию, турбогенератор N 3 работает на I секцию.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

2.2 Историческая справка о предприятии и образования ЦСиП

Комбинат «Магнезит» расположен в городе Сатка, Челябинская области, и входит в состав Саткинской производственной базы Группы «Магнезит».

В 1901 году начался первый выпуск магнезиальной огнеупорной продукции.

Все работы по добыче магнезита в карьерах выполнялись вручную, доставка руды к обжиговым печам производилась гужевым транспортом, но даже в таких условиях к 1913 г. добыча магнезита составила 10% от мировой добычи.

Несмотря на несовершенство технологического процесса, огнеупорщики освоили производство высококлассных огнеупоров. В 1905 г. на I Всемирной выставке в Бельгии продукция «Товарищества магнезит» была удостоена золотой медали.

Большой спрос на магнезитовую продукцию и, довольно быстрый рост завода обусловило применение в России магнезитового порошка для наварки подин и магнезитового кирпича, который использовали для кладки стен и подин мартеновских печей, взамен менее стойких огнеупоров.

Раньше источников электрической энергии не было. Освещение существующих цехов шахтного, прессового, камерного цехов осуществлялось керосиновыми фонарями "летучая мышь".

В 1911 году между корпусами прессового и шахтного цехов смонтирована паровая машина фирмы "Вольф" мощностью 25 лошадиных сил (л.с.). Посредством трансмиссионного вала и ременных передач приводились в действие насосы прессов "Фогель" и две дробилки. Также от этой трансмиссии приводилась в действие динамомашинка 18 л.с. 110 В постоянного тока, для освещения цехов.

В 1915 году дополнительно устанавливается генератор переменного тока 106 л.с. 500 В и паровая машина 500 л.с. фирмы "Ланс" с динамомашинкой 100 л.с. напряжением 110 В.

Эксплуатируемые электродвигатели были мощностью до 20 л.с.

В 1915 году была введена телефонная связь и имелось пять телефонных аппаратов.

В 1920 году в связи с ростом количества потребителей электроэнергии была построена линия электропередачи напряжением 22 кВ «Металлургический завод - Магнезитовый завод».

В 1928 году началось строительство центральной распределительной подстанции (ЦРП). Электроснабжение завода осуществлялось по ЛЭП-22кВ от Металлургического завода.

На ЦРП установлено три трансформатора по 600 кВА.

В 1932 году в Сатке построена временная подстанция "Челябэнерго" с двумя трансформаторами по 4,25 МВА, напряжением 35/3 кВ с ЗРУ-3 кВ.

Электроснабжение подстанций осуществлялось из г. Златоуста по двум одноцепным линиям на деревянных опорах ВЛ – 35 кВ. Изоляция на линиях была выполнена на напряжение 110 кВ.

В конце 20-х годов построено трехэтажное здание ЦРП. А в начале 30-х го-

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

дов было пристроено 2-х этажное РУ-3 кВ, помещение щит управления и две камеры под силовые трансформаторы.

В 1932 году с временной подстанции "Челябэнерго" на ЦРП завода была проложена первая ЛЭП-3 кВ. В 1934 году в частично действующем РУ-3 кВ и на щите управления велись электромонтажные работы, электрооборудование было отечественного производства.

На Metallургическом заводе до сих пор сохраняется такое же электроснабжение.

С ростом электропотребления в 1934 году на ЦРП была проложена вторая ЛЭП- 3 кВ, а в 1936 году и третья.

В связи со строительством нового прессового отделения и роста нагрузок по размольному цеху и цеху шахтных печей была и построена в 1936 году первая на заводе отдельно стоящая цеховая подстанция № 4 с тремя камерами под силовые трансформаторы мощностью 560 кВА, напряжением 3/0,5 кВ, две камеры под трансформаторы 100 кВА для освещения, напряжением 3/0,22 кВ и помещения под РУ 3 кВ и щит низкого напряжения. Подстанция была одноэтажной с РУ - 3 кВ и камерами трансформаторов 100 кВА, которые загораживали проезд от шахтных печей до нового прессового отделения.

До 1936 года на комбинате не было ни одной отдельно стоящей цеховой подстанции.

В 1967 году введена первая туннельная печь № 1 в ЦМИ-2. В этом же году начал своё существование и приобрел название ЦСиП.

Началось комплексное и поэтапное строительство подстанций и замены старого отжившего и слишком громоздкого электрооборудования на новое. Появились новые службы и участки. Сейчас в ведении цеха находится 137 цеховые подстанции.

Благодаря строительству трех турбогенераторов мощностью 12 МВт каждый, с 1969 по 1971 год была введена в эксплуатацию подстанция собственных нужд ТЭЦ с двумя трансформаторами по 1000кВА и СН вращающейся печи № 3 ЦМП-2, с трансформатором 1000кВА 6/0,4кВ. В 1972 году были установлены котлы – утилизаторы КУ – 125, для прекращения выброса избытка пара. В цехах, на площадке Нового завода появились душевые с горячей водой и парные. Так же это снизило выброс пара в атмосферу и понизило шум, который происходил при сбросе пара из труб.

Подстанция «Огнеупор» напряжением 110/35/6кВ была построена на площадке ЦМП-2 в 1967 году, с трансформаторами мощностью 31,5 МВА, которые работают до сих пор. Огнеупор стал сердцем Комбината, так как в тот же период была построена ТЭЦ, благодаря которой, за счет выработки пара, Комбинат обеспечивает сам себя электроэнергией.

Подстанция «Огнеупор» была запитана по двум одноцепным ЛЭП-110кВ с глухими отпайками от ЛЭП-110 кВ Златоуст-Сатка. Впервые, в истории комбината, электроснабжение стало осуществляться на напряжение 110 кВ.

Надежность электроснабжения комбината до сих пор обеспечивается заколь-

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

цеванием подстанций «Сатка», «Огнеупор», «Каменка», «ДОФ-2», «Заводская».

На подстанции «Огнеупор», в 2010 году, произошел взрыв масляного выключателя ВМТ-110кВ, с частичным разрушением здания ЗРУ-110кВ, никто не пострадал, так происшествие случилось в ночную смену и работы на территории подстанции не велись. Комбинат понес большие потери. Так как аварийно была остановлена турбина ТГ. Здание ЗРУ-110 кВ было восстановлено и установлены новые масляные выключатели той же марки. Комбинат прилагает максимум сил и возможностей для оснащения и переоборудования подстанции. В июле 2013 года началась замена ЗРУ – 35 кВ МВ – 35 кВ на ВВ – 35 кВ и их комплектующих. Уже к декабрю была полностью отлажена работа всех систем и сделано видео наблюдение на ОРУ – 110/35/6 кВ.

С тех пор, на участке №2, за последние 5 лет заменено более 60 масляных выключателей на вакуумные, что практически исключило аварийные остановки электропечей, дробилок, трубомельниц по причине выхода из строя электрооборудования. В прошлом году, на подстанции «Огнеупор», произведен ремонт силовых трансформаторов 31500 кВА.

В электролаборатории внедряются новые методы и приборы для диагностики, испытаний и измерений электрооборудования «Ретом», «Сатурн». В 2006 году получена и смонтирована установка для испытаний защитных средств стоимостью свыше 700 тыс. руб.

По инвестиционной программ, в 2006 году, для приобретения оборудования цеху выделено 9,7 млн. руб.

В марте 2016 года Комбинат разработал план организационно-технических мероприятий по повышению эффективности производства» с заменой выключателей на вакуумные выключатели. Вследствие этого была проведена проверка высоковольтного оборудования, установленного на подстанции «Огнеупор».

2.3 Сравнительный анализ существующего электрооборудования на подстанции

С момента выпуска новой продукции и до настоящего времени «Комбинат «Магнезит» занят производством, специальной техники, продолжая оставаться одним из ключевых предприятий отрасли, не смотря на бурные политические и экономические потрясения последних лет.

В марте 2016 года Комбинат «Магнезит» разработал план организационно-технических мероприятий по повышению эффективности производства» с заменой выключателей на вакуумные выключатели. Вследствие этого была проведена проверка высоковольтного оборудования, установленного на подстанции.

Мое предложение заключается в модернизации электрооборудования, замены масляных выключателей, как с ВН, так и с НН и заменить на более современные модели вакуумных выключателей по 6 кВ и элегазовых выключателей в ЗРУ-110 кВ, а также их комплектующих.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

2.3.1 Сравнительные характеристики электрооборудования

Важнейшим элементом в оборудовании распределительных устройств подстанций, являются высоковольтные выключатели, так как данный коммутационный аппарат осуществляет включение и отключение участков электрической сети под нагрузкой, а в случае возникновения аварийных режимов – отключение притока короткого замыкания, от срабатывания релейной защиты.

От качества и безотказности их работы зависит надежность электроснабжения потребителей, а в случае возникновения аварийных ситуаций - сохранность целостности оборудования. Следовательно, выбор высоковольтных выключателей является одним из важных, при расчёте модернизации подстанции. Также одним из важных этапов в модернизации является выбор силовых трансформаторов, мы рассмотрим это в отдельном разделе и просчитаем проходят ли существующие трансформаторы по нагрузке и мощности, как на настоящее время, так и с запасом мощности на будущее расширение производства.

В ЗРУ - 6 кВ с момента постройки было установлены масляные выключатели 6кВ марки ВМП – 10, ВМГ-133 с пружинными приводами марки ПП-61 и более новыми приводами ПЭ-26, ПЭ-11.

В сетях защиты, сигнализации и автоматики так же никакой реконструкции не проводилось.

Это все говорит от том, что необходимо заменить морально и физически устаревшее оборудование, особенно МВ, выработавшие свой нормативный срок и снятые с производства (нет запчастей), а также требующие постоянного наблюдения за уровнем масла и доливки его через определенные промежутки времени, а при сильных и частых срабатываниях релейной защиты и полной замены , и заливки масла в масляный выключатель. Поэтому принимаем решение, при реконструкции ЗРУ-6 кВ старое оборудование заменять полностью и менять его на новое, с установкой распределительного устройства с вакуумными выключателями.

Выбор в пользу вакуумных выключателей объясняется тем, что в современной энергетике они имеют широкое применение и зарекомендовали себя как надежное и долговечное оборудование.

Кроме того, они имеют преимущества перед масляными выключателями: полная взрыво и пожаробезопасность; возможность осуществления сверх быстрого действия и применения для работы в любых циклах АПВ; надежное отключение емкостных токов холостых линий; малая масса; малые размеры; относительно малая мощность привода; легкая замена дуго-гасительной камеры; простота эксплуатации и один не маловажный фактор, это оборудование не требует постоянного наблюдения дежурного персонала, позволяет оцифровать объект ЗРУ – 6 кВ и вести наблюдение через монитор компьютера, а также полностью видеть данные по каждому фидеру в частности. Ведь современные вакуумники идут сразу со встроенной релейной защитой, рассмотрим далее перед выбором.

Сейчас наша промышленность выпускает достаточно различных вакуумных

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Выбираем ВВ/TEL-10-20/1600У2, так как этот выключатель уже был принят для установки у нас на отходящих подстанциях и очень хорошо зарекомендовал себя. Рассмотрим расшифровку марки выключателя:

ВВ - выключатель вакуумный

TEL – фирменная марка выключателя

10 – номинальное напряжение, кВ

20 – номинальный ток отключения, кА

1000 – номинальный ток, А

У – климатическое исполнение

2 – категория размещения

ВВ/TEL поменяем в ячейках КРУ внутренней установки, а также в камерах КСО, при замене выключателей прежних лет выпуска.

В основе конструктивного решения выключателя лежит использование пофазных электромагнитных приводов с «магнитной защелкой» механически связанных с валом. Электромагнитные привода применяют там, где требуется большой коммутационный и механический ресурс и не требует дополнительного обслуживания и регулировок в процессе всего срока службы, что нам очень подходит для модернизации выключателей. Рассмотрим устройство, которое показано на плакате «ВВ/TEL -10-20/1600У».

Параллельно соединенные катушки электромагнитных приводов фаз выключателя, при выполнении команд, подключаются к предварительно заряженным конденсаторам в блоках управления такая конструкция позволяет достичь следующих основных отличительных особенностей вакуумных выключателей ВВ/TEL:

- высокий коммутационный и механический ресурс;
- отсутствие необходимости в проведении текущих, средних и капитальных ремонтов;
- питание от сети постоянного, выпрямленного и переменного и переменного оперативного тока в широком диапазоне напряжений;
- малое потребление мощности по цепям оперативного питания;
- высокое быстродействие при включении и отключении;
- возможность отключения при потере оперативного питания;
- совместимость с любыми существующими типами ячеек КРУ и КСО;
- допускается работа в любом пространственном положении;
- малые габариты и вес;
- все вакуумные выключатели серии ВВ/TEL полностью испытаны на соответствие требованиям российских стандартов и имеют сертификаты соответствия системы ГОСТ.

2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах подстанции

При определении расчетной нагрузки на шинах подстанции, мы учитываем коэффициент расчетной нагрузки $K_p=1$, тогда активная и реактивная расчетная

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

мощности будут равны средней. Результаты высоковольтных и низковольтных нагрузок сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчёт нагрузки на шинах подстанции

№ фидера	Название фидера	Активная мощность; P, кВт	Реактивная мощность; Q, кВар	S, кВА $\Sigma = \sqrt{P^2 + Q^2}$
ЗРУ-6кВ				
59	Ввод №1 на п/с №94	133,8	183,8	227,3
56	Ввод №2 на п/с №78	667,6	838	1071,4
50	Ввод №1 на п/с №71	913,2	740,3	1176
47	Ввод №1 на п/с №70	223,8	424,8	480,2
46	Ввод №2 на п/с «РУСН ТЭЦ»	200	174	265,1
45	Ввод №1 на п/с № 76	225,5	407	465,3
34	ТГ-3	785,2	0	785,2
38	ТГ-1	0	0	0
54	ЗАО «ЗБМ»	265,3	0	265,3
55	Ввод №1 на п/с №112	2074	1318	9718,1
25	Ввод №2 на п/с № 112	2276,7	1719,7	3331,4
28	Кондитер – Торг	0	0	0
64	Уралтрансгаз	8,9	0	8,9
11	Ввод №2 на п/с №76	263	310	406,5
12	Ввод №1 на п/с №75	902	707	1146
14	Ввод №1 на п/с «РУСН ТЭЦ»	187,5	161,8	247,7
15	Ввод №2 на п/с №70	90,4	5,4	90,6
17	Ввод №2 на п/с №71	22,23	36,73	43
22	Ввод №1 на п/с №85	640,5	394	752
26	Ввод №1 на п/с №78	930,8	1218,7	1533,4
29	Ввод №2 на п/с №75	477,9	238,7	534,2
62	Ввод №2 на п/с №85	852,6	454,9	966,4
ЗРУ-35кВ				
4а	ВЛ-35кВ №2 «ДОФ-2»	3275	2836,8	4332,3
3а	ВЛ-35кВ №2 «Каменка»	0	11,73	11,7
12а	ВЛ-35 кВ №1 «ДОФ-2»	6852,2	6320	9321,7
1а	ВЛ-35 кВ № 1«Каменка»	4818,7	1486,9	5042,9
Т-1		8811,3	0	8811,3
Т-2		10634,17	0	10634,2
Итого Σ		46614,42	20096	61804,1

Согласно, расчетных данных, показанных в таблице 2, принимаем: P = 46.6 кВт, Q = 20,1 кВар, S = 61804,1 кВА = 61,8 МВА.

2.5 Анализ работы трансформаторов существующей сети

Необходимость в модернизации подстанции возникла при росте мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийные перегрузки трансформаторов превышают допустимые значения, а также при выходе из строя старого оборудования, когда резерв из запчастей закончился и производство старого образца прекратилось.

Согласно ГОСТу аварийную перегрузку трансформаторов рекомендуется принимать не более 140%, на время максимума, продолжительностью до 10 часов, но не более 5 суток подряд, причем коэффициент загрузки в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции, и рекомендуется принимать равной не более 70%.

На подстанции «Огнеупор» установлены 2 силовых трансформатора марки ТДТНГ-31,5 МВА, напряжением 110/35/6 кВ, переменного тока.

На трансформаторах электродвигатели вентиляторов автоматически включаются при t масла 55 градусов или при токе 145А по стороне 110 кВ (независимо от t масла). Отключение электродвигателей вентиляторов при t масла 50 градусов или при токе менее 145 А.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 1-й и 2-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях.

Для понижающих подстанций это условие выполняется, если

$$\frac{S_{ав}}{n_m \cdot S_m} \leq k_з, \quad (1)$$

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав}, \quad (2)$$

где: n_m, S_m - количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ - количество отключенных трансформаторов.

$S_{ав}$ - по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низшего напряжения

$$S_{ав} = S_{нб} - S_{нрез}, \quad (3)$$

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(max)}, \quad (4)$$

где: k_m - коэффициент совмещения максимума,

$S_{н(max)}$ - нагрузка в максимальном режиме, МВА;

При проектировании можно принять: $k_m = 1, S_{нрез} = 0$.

Расчет коэффициентов $k_{ав}$ и $k_з$ трансформаторов, установленных на ГПП-12 (ТРДН-25000-110/6/6):

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{ГПП} = 46,6 + j20,1 (\text{МВА}).$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{46,6^2 + 20,1^2}}{(2 - 1) \cdot 31,5} = 1,6 > 1,4.$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{46,6^2 + 20,1^2}}{2 \cdot 31,5} = 0,8 > 0,7.$$

Т.е. трансформатор при аварии будет загружен на 160 %. Такая перегрузка недопустима, если нет второго источника питания на подстанции.

На п/с «Огнеупор» по 6 кВ с ТЭЦ подключены три турбогенератора (ТГ) мощностью 12 МВА каждый, в работе находятся постоянно один или два генератора, так как ТГ-3 более трёх лет находится на капитальном ремонте, а так как нет оригинальных запчастей, то скорее всего его просто демонтируют, заменив со временем более новым.

Выводы по разделу два

Таким образом, из выше изложенного, мы видим, что на «Комбинате «Магнезит» происходит наращивание мощности, а частые ремонты и вывод из строя одного из турбогенераторов ТЭЦ явно будет не достаточно для аварийной остановки одного из трансформаторов, имеет смысл заменить силовые трансформаторы на более мощные и экологически чистые трансформаторы нового поколения.

Так как перегруз, при аварийных ситуациях, на трансформаторе составит 60%, то допускается не более 20 минут, чтобы сбавить нагрузку и перевести питание, некоторых фидеров по 35 кВ на другую линию, то есть перевести питание п/с «Каменка», «ДОФ-2», «Шахтная», п/с №13 на ВЛ-35 кВ от ГПП «Сатка».

Но, так как стоимость электроэнергии от ГПП «Сатка», что поставляет МРСК Урал, значительно выше, чем та, что производит сам Комбинат за счет ТЭЦ и частые переводы не одобряются руководством Комбината, то принимаем решение, заменить силовые трансформаторы на новые.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ

3.1 Выбор тока и напряжения

Подстанция (п/с) «Огнеупор» питается с глухой отпайки с линий ВЛ-110 кВ «Приваловская – Сатка №1», ВЛ-110 кВ «Приваловская – Сатка №2» через два понизительных трансформатора ТДТНГ- 31,5 МВА, на напряжение 110/35/6 кВ (12-11 группа соединения), переменного тока.

3.2 Выбор питающей линии

Определяем марку проводов двух воздушных линий питающихся от ГПП – 110 кВ по следующим исходным данным: $S_{\max} = 61804$ кВА; $U_H = 110$ кВ; $\cos\phi = 0,9$; $L=3,5$ км; $r_0 = 0,27$ Ом/км; $x_0 = 0,4$ Ом*км.

1. Выбираем марку провода (всегда АС - алюминий сталь).

2. Определяем ток линии в нормальном режиме при максимальной нагрузке по формуле

$$I_{\text{рас}} = \frac{S_{\max}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5)$$

где S_{\max} – максимальная нагрузка подстанции, кВА;

n – количество линий;

U_H – номинальное напряжение;

$$I_{\text{рас}} = \frac{61804}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = \frac{61804}{380,6} = 162,3 \text{ А}$$

3) Определяем экономически выгодное сечение по формуле

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{рас}}}{j_э}, \quad (6)$$

где $I_{\text{рас}}$ – ток линии в нормальном режиме при максимальной нагрузке, А;

$j_э$ – экономическая плотность тока;

$$S_{\text{эк}} = \frac{162,3}{1} = 162,3 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{рас}} = 1 \cdot 162,3 = 162,3 \text{ А}$$

Умножаем на 1 т.к. воздушные линии одноцепные.

Принимаем марку провода АС-70 т.к. $I_{\text{доп}} = 265$ А, а условие $I_{\text{доп}} > I_{\text{рас}}$ выполняется, значит по току проходит.

4) Определяем потерю напряжения по формуле

$$U_{\text{рас}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos\phi + x_0 \cdot \sin\phi) \quad (7)$$

где L – длина питающей линии, 3,5 км;

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$\sin \phi = \sqrt{1 - \cos \phi} \quad (8)$$

$$\sin \phi = \sqrt{1 - 0,9^2} = \sqrt{0,19} \approx 0,4$$

$$U_{\text{рас}} = \frac{\sqrt{3} * 162,3 * 3,5 * 100}{110000} * (0,27 * 0,9 + 0,4 * 0,4) = 0,36\%$$

$$U_{\text{доп}} = 5\%$$

По условию $U_{\text{доп}} \geq U_{\text{рас}}$, $5\% > 0,36\%$, это условие выполняется, значит и по потере напряжения выбранное сечение провода проходит, тогда оставляем провод АС-70.

3.3 Выбор силовых трансформаторов на подстанции

Определим необходимую мощность трансформаторов

$$S_T \geq \frac{S_{\text{ав}}}{(n_T - n_{\text{отк}}) \cdot k_{\text{ав}}}$$

$$S_T \geq \frac{\sqrt{46,6^2 + 20,1^2}}{(2 - 1) \cdot 1,6} = 31,7 \text{ МВА.}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТДТН-40000/110-У1 (паспортные данные приведены в таблице 3).

ТДТН-40000/110-У1- трансформатор трехобмоточный класса 110 кВ. Трансформатор стационарный силовой масляный трехфазный трехобмоточный, общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) на нейтрали обмотки высокого напряжения в диапазоне 16 % 9 ступеней ($\pm 14,24\% \pm 8$ ступеней, без регулирования напряжения на стороны среднего напряжения), с системой охлаждения вида «М», «Д», «ДЦ» предназначен для работы на электрических сетях с глухозаземленной нейтралью.

Таблица 3 –Паспортные данные трансформатора ТДТН-40000/110-У1

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Каталожные данные			
		$U_{\text{ВНном}}$, кВ	$U_{\text{ННном}}$, кВ	$U_{\text{ННном}}$, кВ	u_k , %
ТДТН-40000/110-У1	40	115	6,3	37	10,5

Продолжение таблицы 3

Каталожные данные			Расчетные данные		
$\Delta P_{\text{к.з}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х.х}}$, кВт	$\Delta I_{\text{х.х}}$, %	R_m , Ом	x_m , Ом	$\Delta Q_{\text{х.х}}$, кВар
172	36	0,65	1,4	34,7	260

Найдем коэффициенты загрузки и перегрузки

$$k_3 = \frac{\sqrt{46,6^2 + 20,1^2}}{2 \cdot 40} = 0,63 < 0,7;$$

эксплуатации. В этом режиме все элементы данной электроустановки функционируют, без принудительного отключения и перегрузки.

Утяжеленный режим – это режим планово-предупредительного и капитального ремонта, при котором часть элементов электроустановки вышла из строя вследствие аварийного отключения или была выведена на ремонт. Таким образом, вычисленный ток непрерывного режима является максимальным током $I_{ном}$ - нормального режима, максимальным током I_{max} -взвешенного режима.

Определим расчетные токи продолжительного режима работы для каждого присоединения на стороне ВН и НН.

Полная мощность со стороны высокого напряжения, питающая подстанцию.

$$S_{ВН} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{46,6^2 + 20,1^2} = 50,75 \text{ МВА}$$

Рабочий ток питающих линий

$$I_{\text{раб.пит.л}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{ВН}n} \quad (9)$$

$$I_{\text{раб.пит.л}} = \frac{50,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 2} = 129,8 \text{ А,}$$

где $S_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки подстанции, ВА;

$U_{ВН}$ – высшее напряжение подстанции, кВ;

n – количество питающих линий.

Максимальный ток питающих линий в аварийном режиме

$$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{ВН}(n-1)} \quad (10)$$

$$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{50,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (2-1)} = 255,1 \text{ А.}$$

Рабочий ток на стороне низкого напряжения от трансформатора до шин 6 кВ

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{S_{\text{нагр}}/2}{\sqrt{3}U_{НН} \cdot 2} \quad (11)$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность нагрузки подстанции на стороне НН, ВА.

$U_{НН}$ – среднее напряжение подстанции на низкой стороне, В;

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{50,75 \cdot 10^6 / 2}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1164 \text{ А}$$

Максимальный ток на стороне низкого напряжения трансформатора

$$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{НН} \cdot 2} \quad (12)$$

$$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{50,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 2} = 2328,2 \text{ А}$$

Рабочий ток отходящих линий 6 кВ

$$I_{\text{раб.отх}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{НН} \cdot n_{\text{отх}}} \quad (13)$$

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$I_{\text{раб.отх}} = \frac{50,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3 \cdot 22} = 211,6 \text{ А.}$$

где $n_{\text{отх}}$ – количество отходящих линий 6 кВ, равное 22.

Максимальный ток отходящих линий 6 кВ, при условии, что одна из линий отключилась:

$$I_{\text{авар.отх}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{раб.отх}} \quad (14)$$

$$I_{\text{авар.отх}} = \frac{22}{(22-1)} \cdot 211,6 = 221,7 \text{ А.}$$

3.6 Расчет токов короткого замыкания

Определение токов КЗ при проектировании электрической части трансформаторной подстанции необходимо для выбора высоковольтного оборудования

На первоначальном этапе определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения расчетной схемы.

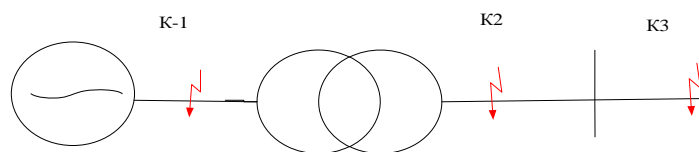


Рисунок 3 – Расчетная схема для выбор расчетных точек

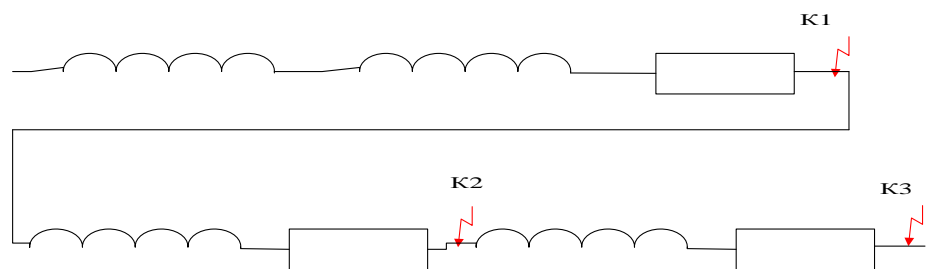


Рисунок 4 – Схема замещения для заданных точек

На рисунке 3 представлена расчётная схема, а на рисунке 4 схема замещения

для определения значений токов короткого замыкания.

Задаем базисные величины:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$S_{кз} = 80 \text{ МВА}$$

$$U_{6 \text{ вн}} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{6 \text{ нн}} = 6,3 \text{ кВ}$$

Исходные величины:

АС – 70 (марка ВЛ – 110 кВ);

$U_{кз} = 10,5\%$ (табличные данные трансформатора);

$x_0 = 0,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (табличные данные для воздушной линии);

$\Delta P = 172 \text{ кВт}$ (табличные данные трансформатора);

Определяем сопротивления в цепях КЗ (от источника питания до конечной точки):

1 Определяем индуктивное сопротивление источника питания

$$X_{*И} = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad (15)$$

$$x_{*И} = \frac{100}{80} = 1,25 \text{ Ом}$$

2 Определяем индуктивное и активное сопротивление высоковольтной линии, при $X_0 = 0,4 \text{ Ом}$

$$X_{ВЛ1} = X_{0ВЛ} \cdot L, \quad (16)$$

$$X_{ВЛ1} = X_{0ВЛ} \cdot L = 0,4 \cdot 3,5 = 1,4 \text{ Ом},$$

где $X_{0ВЛ}$ – удельное индуктивное сопротивление для воздушной линии, Ом;

$L_{ВЛ}$ – длина воздушной линии, км.

$$R_0 = \frac{10^3}{30 \cdot 70} = 0,48 \text{ Ом}$$

$$R_{ВЛ1} = R_{ВЛ} \cdot L, \quad (17)$$

$$R_{ВЛ1} = 0,48 \cdot 3,5 = 1,68 \text{ Ом},$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, зависит от сечения воздушной линии.

4 Определяем индуктивное и активное сопротивление для кабельной линии.
Марка кабеля ААШВ (3 × 16),

где $r_0 = 1,95 \text{ мОм/м}$;

$$X_0 = 0,07;$$

$$L = 0,2 \text{ км}.$$

Для КЛ₃

$$X_{КЛ} = X_{0кз} \cdot L_{Л}, \quad (18)$$

$$R_{КЛ3} = R_0 \cdot L_{КЛ}, \quad (19)$$

$$X_{КЛ3} = 0,07 \cdot 0,2 = 0,014 \text{ Ом}$$

$$R_{КЛ3} = 1,95 \cdot 2 = 0,39 \text{ Ом}$$

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

5 Определяем индуктивное и активное сопротивление обмотки трансформатора, где $S_{\text{НОМТ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$X_{\text{ТК2}} = \frac{U_{\text{К3}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}}, \quad (20)$$

$$X_{\text{ТК2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,26 \text{ Ом} \quad (21)$$

$$R_{\text{ТК2}} = \frac{\Delta P_{\text{К3}}}{S_{\text{НОМТ}}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}} = \frac{172}{40000} \cdot \frac{100}{40} = 0,01 \text{ Ом.}$$

6 Определяем суммарное сопротивление в расчётных точках

1) Для точки К1

$$\sum R_{\text{К1}} = R_{\text{ВЛ}}, \quad (22)$$

$$\sum R_{\text{К1}} = 1,68$$

$$\sum X_{\text{К1}} = X_{\text{У}} + X_{\text{ВЛ}}, \quad (23)$$

$$\sum X_{\text{К1}} = 1,25 + 1,4 = 2,65 \text{ Ом}$$

2) Для точки К2

$$\sum R_{\text{К2}} = \sum R_{\text{К1}} + R_{\text{ТК2}}, \quad (24)$$

$$\sum R_{\text{К2}} = 1,68 + 0,01 = 1,69 \text{ Ом,}$$

3) Для точки К3

$$\sum R_{\text{К3}} = \sum R_{\text{К2}} + R_{\text{КЛЗ}}, \quad (25)$$

$$\sum R_{\text{К3}} = 1,69 + 0,39 = 2,08 \text{ Ом}$$

$$\sum X_{\text{К3}} = X_{\text{К2}} + X_{\text{КЛЗ}}, \quad (26)$$

$$\sum X_{\text{К3}} = 2,91 + 0,014 = 2,9 \text{ Ом,}$$

7 Находим полное сопротивление Z до заданных точек

$$Z = \sqrt{X^2 + R^2}, \quad (27)$$

если $\frac{R}{X} \leq \frac{1}{3}$, то $Z = X$,

где Z – активное сопротивление участка.

1) Для точки К1

$$\frac{R_{\text{К1}}}{X_{\text{К1}}} = \frac{1,68}{1,4} = 1,2 > \frac{1}{3}$$

тогда считаем по формуле

$$Z_{\text{К1}} = \sqrt{1,4^2 + 1,68^2} = 2,2$$

2) Для точки К2

$$Z_{\text{К2}} = \frac{R_{\text{К2}}}{X_{\text{К2}}} = \frac{0,01}{0,26} = 0,038 = 0,04 \leq \frac{1}{3}$$

Значит $Z_{\text{К2}} = X_{\text{К2}} = 0,26$

3) Для точки К3

$$Z_{\text{К3}} = \frac{R_{\text{К3}}}{X_{\text{К3}}} = \frac{0,39}{0,014} = 27,8 > \frac{1}{3}$$

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Значит считаем по формуле

$$Z_{K3} = \sqrt{0,39^2 + 0,014^2} = 0.39$$

8 Находим периодическую составляющую в заданных токах

$$I_{п0} = \frac{I_6}{Z}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6}$$

$$I_{6K1} = 115 \text{ кВ}$$

$$I_{6K2} = I_{6K3} = 6,3 \text{ кВ,}$$

$$I_{6K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} * 115} = 0,5 \text{ кА,}$$

$$I_{6K2} = I_{6K3} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} * 6,3} = 9,2 \text{ кА,}$$

$$I_{п0K1} = \frac{0,5}{2,2} = 0,23 \text{ кА}$$

$$I_{п0K2} = \frac{9,2}{0,26} = 35,2 \text{ кА}$$

$$I_{п0K3} = \frac{9,16}{27,8} = 0,32 \text{ кА}$$

9 Определяем ударный ток в расчётных точках.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot K_y, \quad (28)$$

где K_y – ударный коэффициент определяем по кривым в зависимости от соотношения $\frac{\sum X}{\sum R}$ (согласно рисунку 7.4 [1]).

$$\frac{\sum X_1}{\sum R_1} = 1,2,$$

тогда $K_{y1} = 1$

$$\frac{\sum X_2}{\sum R_2} = 0,04,$$

тогда $K_{y2} = 1,98$

$$\frac{\sum X_3}{\sum R_3} = 27,8,$$

тогда $K_{y3} = 1,$

Значит ударный ток для точек находим по формуле (28)

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,23 = 0,67 \text{ кА,}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,98 \cdot 35,2 = 11,8 \text{ кА,}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 1 = 0,8 \text{ кА.}$$

10 Определяем мощность короткого замыкания в заданных точках K_1, K_2, K_3

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot i_y, \quad (29)$$

$$S_{к.з.1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,67 = 15,2 \text{ МВА}$$

$$S_{к.з.2} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 11,8 = 14,9 \text{ МВА}$$

$$S_{к.з.3} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 = 3,9 \text{ МВА}$$

11 Полученные расчётные данные по токам короткого замыкания заносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания

Точки к.з.	Z, Ом	I _{п0} , кА	i _y , кА	S _{кз} , МВА
K ₁	2,2	0,23	0,67	15,2
K ₂	0,26	35,2	11,8	14,9
K ₃	0,39	0,8	33,15	3,9

3.7 Выбор электрооборудования

Для выбора электрооборудования я руководствовалась принципом «ничего лишнего», поэтому то оборудование, которое уже есть на подстанции и находится в хорошем состоянии или было недавно заменено – останется на подстанции и модернизировано не будет. Поэтому предлагаю выбрать по ВН: новые, современные элегазовые выключатели, с трансформаторами тока, также новые высоковольтные разъединители со стороны линии, трансформатора и ремонтную переемычку, высоковольтные заградители

3.7.1 Выбор коммутационной аппаратуры на ВН

Выбор высоковольтного выключателя

Высоковольтный выключатель, коммутационный аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальном режиме и отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. На подстанции выключатели будут устанавливаться в ЗРУ – 110 кВ. Выбираем два типа выключателей для сравнения:

- 1) DCB LTB 145D1/B;
- 2) ВГТ- XII – 40/2500У1.

Рассмотрим время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{з, \min} + t_{с.в}, \quad (30)$$

$$\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с}$$

где $t_{з, \min}$ – минимальное время действия релейной защиты ($t_{з, \min} = 0,01 \text{ с}$);

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

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п(кз)} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 35,2 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,05}} = 24,02 \text{ кА},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока ко-

роткого замыкания, $T_a = 0,05$ с;

Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, определяется как

$$W_K = I_{П(КЗ)}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 35,2^2 \cdot (0,14 + 0,05) = 235,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в}$;

$t_{рз}$ – время действия основной защиты трансформатора,

$t_{отк.в}$ – полное время отключения выключателя

$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в} = 0,1 + 0,04 = 0,14$ с

Полную проверку выключателя сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Выбор выключателя на стороне ВН

Номинальные параметры ВГТ- XII – 40/2500У1	Номинальные параметры DCB LTB 145D1/B	Расчетные параметры
$U_{ном} = 135$ кВ	$U_{ном} = 145$ кВ	$U_{ном} = 115$ кВ
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 2153$ А
$I_{ном.окл.} = 40$ кА	$I_{ном.окл.} = 40$ кА	$I_{ном.окл.} = 35,2$ кА
$I_{А,ном} = 40$ кА	$I_{А,ном} = 28,85$ кА	$I_{А,ном} = 8,4$ кА
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{дин} = 100$ кА	$I_{дин} = 11,80$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 35,2^2 \cdot 3 = 3717$ кА ² с

Из расчетов видно, что выключатель типа DCB LTB 145 и ВГТ-ХП – 40/2500У1 удовлетворяет всем условиям проверки. Выбираем DCB LTB 145D1/B.

Конструкция элегазового выключателя LTB 145D1/B разработана ABB Switchgear и базируется на создании выключателей серий HPL и EDF. Энергия, которая необходима для отключения токов короткого замыкания, частично берется от самой дуги за счет повышения давления при нагреве газа; поэтому энергия привода составляет менее 50 % ее значения для компрессионных элегазовых выключателей обычного типа. Низкое энергопотребление приводит к снижению механических напряжений, что, в свою очередь, обеспечивает высокую надежность.

Выбор разъединителя 110 кВ.

На ВН схема ЗРУ – 110 кВ имеет ремонтную перемычку, поэтому необходимо выбрать на нее и разъединители и разъединители на ВЛ – 110 кВ.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение разъединителя, кВ;

$U_{уст}$ – напряжение установки, кВ.

2) по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}},$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток разъединителя, А;

$I_{\text{мах}}$ – максимальный расчетный ток продолжительного режима, протекающий через разъединитель, А.

3) проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$$

где $i_{\text{дин}}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда), определяемый по каталогу, кА;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания по расчету, кА.

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости разъединителя, кА;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс по расчету, кА²с.

Сведения по выбору выключателей и разъединителей на стороне ВН приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор разъединителя SGF 123/1600 II-100/U1+2E

Условия выбора и проверки	Номинальные параметры	Расчетные параметры
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{длит.мах}}$	1600 А	221,7 А
$I_{\text{дин}} = i_{\text{ср.пр}} \geq i_{\text{уд}}$	100 кА	11,8 кА

Выбор трансформаторов тока

На стороне высокого напряжения выбираем встроенные ТТ типа ТГ-145 с элегазовой изоляцией.

Таблица 6 – Выбор трансформатора тока ТГ– 145

Условие выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$	110 кВ	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{н}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 243,5 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1600 \text{ А}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 152,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 40 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.с}}$	$i_{\text{у}} = 68,182 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 100 \text{ кА}$

3.7.2 Выбор коммутационной аппаратуры на шинах НН

Произведем выбор вводных и секционных выключателей на шинах 6 кВ.

По номинальному напряжению

$$U_{\text{Н.выкл}} \geq U_{\text{НОМ}} (6 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}),$$

где $U_{\text{Н.выкл}}$ – номинальное напряжение выключателя.

1) По номинальному току

$$I_{Н.выкл} \geq I_{\max \text{ цепи}},$$
$$1600 \text{ A} \geq 920 \text{ A}$$

где $I_{Н.выкл}$ - номинальный ток выключателя;

$I_{\max \text{ цепи}}$ - максимальный ток цепи со стороны низкого напряжения трансформатора, $I_{\max \text{ цепи}} = 2177 \text{ A}$;

$$I_{Н.выкл} \geq I_{Н.цепи},$$
$$1600 \text{ A} \geq 920 \text{ A}$$

где $I_{Н}$ - номинальный ток цепи отходящей линии, $I_{Н.цепи} = 920 \text{ A}$,

2) На номинальный ток отключения

$$I_{Н.откл} \geq I_{П(КЗ)}$$
$$40 \text{ кА} \geq 35,2 \text{ кА}$$

3) На возможность отключения апериодической составляющей. Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{с.в.},$$
$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045$$

где $t_{3,\min}$ - минимальное время действия релейной защиты ($t_{3,\min} = 0,01$);

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя (по каталогу).

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{Пт} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 35,2 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 24,02 \text{ кА},$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, $T_a = 0,05 \text{ с}$;

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n \%}{100\%} \cdot I_{НОМ.ВЫКЛ.} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 40 = 19,8 \text{ к}$$

где β - допустимое относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе в виде кривой $\beta_n = f(\tau)$.

$$i_{ат} \leq i_{а.ном};$$
$$24,02 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА}.$$

5) На электродинамическую устойчивость

$$i_y \leq i_{дин.};$$
$$45,89 \text{ кА} \geq 102 \text{ кА}$$

б) Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где B_k - расчетный тепловой импульс;

$I_{тер}$ - предельный ток термической стойкости, $I_{тер} = 50 \text{ кА}$;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, $t_{тер} = 3 \text{ с}$

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, определяется как

$$B_k = I_{П(КЗ)}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 35,2 \cdot (0,155 + 0,05) = 198,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в}$;

$t_{рз}$ – время действия основной защиты трансформатора;

$t_{отк.в}$ - полное время отключения выключателя;

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

Тогда получаем

$$198,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу

Таблица 7 – Выбор вакуумного выключателя ВВ/TEL – 10 – 20/1600У2

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 320 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,т} = 35,2 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ откл.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{А,т} = 10,36 \text{ кА}$	$i_{А,ном} = 18,8 \text{ кА}$
$I_y = 11,8 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$В_K = 1998,24 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности назначают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; 10Р или 5Р – для релейной защиты.

Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5

Следовательно, выбранный трансформатор напряжения ЕМФ – 145 проходит по условиям проверки.

Рассмотрим выбор трансформатора напряжения на шинах 6 кВ. Примем к установке трехфазный трансформатор напряжения типа НТМИ–6–УХЛ1 с номинальной мощностью в классе точности 0,5

$$S_H = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$$

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таким образом, трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10УЗ.

Предохранитель выбран по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ},$$

Выбор высокочастотных заградителей на ВН

Высокочастотные заградители устанавливаются на линиях электропередач при вводе в подстанцию, чтобы не пропустить высшие гармоники. Выбираем ВЗ-630/40/102-0,5 У1.

Таблица 8 - Выбор высокочастотных заградителей

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВЗ-630/40/102-0,5 У1
$I_{\text{max}} = 243,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{y}} = 68,182 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 152,82 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Выбор трансформаторов собственных нужд

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов и СК, аварийное освящение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Кроме того, сюда входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУ, приводов соленоидов; при постоянном оперативном токе – зарядный и подзарядный агрегаты.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

При упрощенном расчете можно по ориентировочным данным определить основные нагрузки собственных нужд подстанции $P_{\text{уст}}$, кВт. Приняв для двигательной нагрузки $\cos\varphi=0,85$, определяется $Q_{\text{уст}}$ и расчетная нагрузка, где k_c - коэффициент, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, который можно ориентировочно принять равным 0,8.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается:

1) при двух трансформаторах собственных нужд на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе собственных нужд по условию:

$$S_m \geq S_{\text{расч}},$$

2) при двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством по условию:

$$S_m \geq \frac{S_{pac}}{K_n}, \quad (31)$$

где K_n – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его можно принять равным 1,4;

если число трансформаторов собственных нужд больше двух, то:

$$S_m \geq \frac{S_{pac}}{n}. \quad (32)$$

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВа. При технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000кВА при $u_k=8\%$.

Два трансформатора собственных нужд устанавливаются на всех двухтрансформаторных подстанциях 35 кВ и выше.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается из условия покрытия всей нагрузки в аварийном и ремонтном режимах одним трансформатором.

Для питания оперативных цепей подстанции можно применяться переменный и постоянный оперативный ток.

Переменный оперативный ток применяется на подстанции 35-220 кВ без выключателей на высоком напряжении.

Возможно применение выпрямленного оперативного тока на подстанции 110-220 кВ с выключателями высокого напряжения, если исключена возможность одновременного выключения более одного выключателя.

На подстанции с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-10 кВ.

На п/ст с оперативным переменным током трансформаторы с/н присоединяются отпайкой к вводам главных трансформаторов.

Шины 0,4кВ для большей надежности секционируются автоматическими выключателями.

Выбираем два трансформатора на напряжение 6 / 0,4 кВ ТСМА -400.

Шины 0,4 кВ по полученным данным секционируются автоматическим выключателем АС – 4С. По проекту, для питания оперативных цепей подстанции, применяется переменный оперативный ток, т.к. подстанция выполнена напряжением 110/35/6 кВ. Шины 0,4кВ секционируются автоматическим выключателем для большей надежности энергосистемы.

Выводы по разделу три

Наши подстанции, в данный момент времени, нуждаются в замене изжившего своё существование электрооборудования, поломки которого ведут к большим убытка на предприятии. Поэтому любые решения о каких-либо изменениях, должны быть согласованы с проектами комплексной реконструкцией объектов электроэнергетики. Реконструкция обязательно должна сопровождаться обучением персонала не только ремонтных бригад, но и обучение оперативного персо-

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

нала методам оперативного обслуживания современных устройств релейной защиты для правильного и безопасного оперативного вывода устройств РЗА для технического обслуживания, методам оперативного обслуживания современных выключателей, разъединителей и других элементов первичной схемы.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНИДЕЯТЕЛЬНОСТИ

4.1 Основные показатели вредных факторов на подстанции

Согласно Перечня опасностей на рабочем месте по ЦСиП от 13.12.2019 г. основными показателями вредных факторов являются:

- шум на рабочем месте, который может привести к профессиональным заболеваниям;
- укусы животных и насекомых (клещей);
- световая среда на рабочем месте;
- расположение рабочего места на высоте, падение с высоты;
- сход технических и опрокидывание устройств, которые могут вести к н/с с исходом: смертельным, лёгким, тяжёлым или привести к аварии, инциденту, ДТП;
- тяжесть труда (профзаболевания);
- действие электрического тока на организм человека, приводящий к различным электротравмам;
- электромагнитные поля (профзаболевания);
- запыленность;
- вибрации электрооборудования;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; высокие влажность и скорость движения воздуха; повышенные уровни шума, вибрации, ультразвука и различных излучений - тепловых, ионизирующих, электромагнитных, инфракрасных;
- агрессивные жидкости (кислоты, щелочи), которые могут причинить химические ожоги кожного покрова при соприкосновении с ними;
- нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов слуха, зрения).

Перечни проверяются инспектором по ТБ ежегодно, подписываются инженером по ТБ, начальником ЦСиП, начальником участка. Разработанные и отпечатанные Перечни дают на ознакомление работающим на подстанции оперативно-ремонтному и технологическому персоналу. Которые после ознакомления подписываются. Перечни хранятся на подстанции, на ЩУ оперативного персонала, в кабинете начальника участка, у инженера по ТБ.

4.2 Безопасность работы в электроустановках

Все работы в электроустановках делятся на технические и организационные мероприятия. Которые следует выполнять неукоснительно, для безопасной работы в электроустановках. Также следует соблюдать Правила работ в электроустановках и Правила технической эксплуатации электроустановок.

Оперативное обслуживание действующих электроустановок предприятий предусматривает периодические и внеочередные осмотры электрооборудования систем электроснабжения и электроприемников, контроль и учет электроэнер-

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

гии, оперативные переключения в электросетях, обеспечивающие бесперебойное снабжение электроэнергией. Оперативное обслуживание электроустановок осуществляется инженерно-техническим, дежурным и оперативно - ремонтным электротехническим персоналом.

Обязанности закрепленного за данной электроустановкой дежурного (оперативно-ремонтного) персонала определяются местными инструкциями, в которых должны быть изложены также конкретные основные меры по электробезопасности и пожарной безопасности применительно к эксплуатируемому электрооборудованию.

Оперативное обслуживание электроустановок может осуществляться как одним лицом, так и бригадами из двух человек и более. Численность персонала для каждого участка подстанции определяется главным энергетиком предприятия, который является лицом, ответственным за эксплуатацию всего электрохозяйства.

При обслуживании электроустановок напряжением выше 1000В старший в смене (бригадир) или одиночный дежурный электромонтер должны иметь квалификационную группу по не ниже IV, а в электроустановках до 1000В – не ниже группы III.

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением сопряжен с опасностью поражения электрическим током, которая возникает при случайном прикосновении к неизолированным токоведущим частям или приближении к ним на такое близкое расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка и поражение через электрическую искру (электрическую дугу).

Поражение током возможно при прикосновении к металлическим корпусам и ограждениям электроустановок, имеющих вследствие повреждения изоляции замыкание на корпус в случае неудовлетворительного состояния заземления (зануления). Помимо дежурного (оперативно-ремонтного) персонала единоличный осмотр электроустановок разрешается административно-техническому персоналу службы эксплуатации, имеющему квалификационную группу V (в установках до 1000 В - IV группу).

Во избежание поражения электрическим током во время осмотра действующих электроустановок необходимо соблюдать следующие меры предосторожности. При осмотре электроустановки выше 1000 В одним лицом не разрешается проникать за ограждения и входить в камеры РУ.

4.3 Расчет заземляющего устройства подстанции

Защитное заземление служит для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении персонала к токопроводящим частям. Для выполнения рабочего, защитного и грозозащитного заземления подстанции используют одно заземляющее устройство.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя, расположенного в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлитель может состоять из одного или нескольких вертикальных или горизон-

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

тальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое окружающая земля оказывает стекающему току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала заземлителя к стекающему к нему току.

Исходные данные для расчета:

а) территория ОРУ – 110 кВ занимает площадь $S = 10000 \text{ м}^2$ ($A=100 \text{ м}$; $B=100 \text{ м}$);

б) в качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух отходящих от подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 150 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{\text{оп}} = 12 \text{ Ом}$ для 110 кВ; число опор с тросом на каждой линии больше 20; данные измерений сопротивления системы трос – опоры отсутствуют;

в) искусственный заземлитель выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}$ и вертикальных стержневых электродов длиной $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$, диаметром $d = 16 \text{ мм}$; глубина заложения электродов в землю $t = 0,5 \text{ м}$;

г) удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев земли:

$$\rho_1 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_2 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

глубина верхнего слоя земли $h_1 = 2,8 \text{ м}$;

Расчет контурного заземляющего устройства.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_e , согласно требованиям ПУЭ должно быть не более $0,5 \text{ Ом}$.

1) Сопротивление естественного заземлителя для линии R_e определяем по формуле

$$R_e = \frac{1}{4} \sqrt{r_{\text{оп}} \frac{0,15l}{sn_{\text{т}}}} = \frac{1}{4} \sqrt{16 \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,06 \text{ Ом}$$

2) Периметр ОРУ – 110 кВ

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot A + 2 \cdot B = 2 \cdot 100 + 2 \cdot 100 = 400 \text{ м}; n = 40 \text{ шт}$$

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 10000 \text{ м}^2$. Длина одной стороны ее будет $\sqrt{S} = 100 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне модели

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{400}{2 \cdot 100} - 1 = 1$$

Принимаем $m = 1$.

3) Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов

$$L_{\Gamma} = 2(m + 1)\sqrt{S} = 2(1 + 1) \cdot 100 = 400 \text{ м}$$

4) Длина стороны ячейки

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$b = \sqrt{S}/m = 100/1 = 100 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами

$$a = 4\sqrt{S} = 4 \cdot 100/40 = 10 \text{ м}$$

Суммарная длина вертикальных электродов

$$L_B = n \cdot l_B = 40 \cdot 5 = 200 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов

$$t_{отн} = (l_B + t_B)\sqrt{S} = (5 + 0,8)/100 = 0,058$$

Относительная длина

$$l_{отн} = (h_1 - t_B) / l_B = (2 - 0,8) / 5 = 0,24$$

5) Расчетное удельное сопротивление грунта ρ_{Σ} определяем

$$\rho_1/\rho_2 = 200/80 = 2,5$$

$$2,5 \leq 10$$

Поскольку при $1 \leq \rho_1/\rho_2 \leq 10$ находим значение k

$$k = 0,43 \left(l_{отн} + 0,277 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_B} \right) = 0,43 \left(0,24 + 0,272 \left(\ln \frac{10\sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,224$$

Теперь определяем ρ_{Σ}

$$\rho_{\Sigma} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k = 80 \left(\frac{200}{80} \right)^{0,224} = 80 \cdot 2,5 = 98 \text{ Ом/м}$$

Находим значение P

$$\ln P = 0,224 \cdot \ln 2,5 = 0,205$$

$$P = 1,58.$$

Следовательно,

$$\rho_{\Sigma} = 80 \cdot 1,58 = 126,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Вычисляем расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя. Предварительно находим коэффициент A, поскольку $0 \leq t_{отн} \leq 0,1$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{отн} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,058 = 0,37;$$

тогда

$$R_{И} = A \frac{\rho_{\Sigma}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\Sigma}}{L_{Г} + L_{B}} = 0,37 \cdot \frac{126,4}{100} + \frac{126,4}{400 + 200} = 0,67 \text{ Ом}$$

б) Найдем суммарное сопротивление заземлителя по выражению (с учетом сопротивления естественного заземлителя)

$$R_{\Sigma} = 1,06 \cdot 0,67/1,06 + 0,67 = 0,7102/1,73 = 0,41 \text{ Ом}$$

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно [ПУЭ].

7) Определяем потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{3у} = I_3 R_3 = 9,8 \cdot 0,41 = 4,18 \text{ кВ.}$$

Этот потенциал допустим, так как он меньше 10 кВ.

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4x40 мм общей длиной не менее 400 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 40 шт. диаметром 16 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя по возможности равномерно, т. е. на одинаковом расстоянии один от другого; глубина погружения электродов в землю 0,5 м.

4.4 Расчет искусственного освещения

Производственное освещение. Большое значение имеет освещение производственных объектов и их территории. Освещенность в пределах санитарной нормы позволяет длительное время сохранить устойчивость зрения без утомления, особенно когда работа связана с движущимися предметами, снижается риск травматизма, движения человека могут быть быстрыми и уверенными. Дневной свет лучше воспринимается органами зрения, поэтому необходимо так же использовать естественное освещение.

Все помещения будь они производственными, административными или бытовыми имеют естественное и искусственное освещение.

4.4.1 Расчёт искусственного освещения помещения ОПУ

Произведем методом коэффициента использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока определяется по СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» в зависимости от типа светильника, отражательной способности стен и потолка, размеров помещения, определяемых индексом помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)} = \frac{36 \cdot 18}{0,7 \cdot (36 + 18)} = 6,01$$

где i – индекс помещения;

A – длина помещения в плане, $A = 36$ м;

B – ширина помещения в плане, $B = 18$ м;

H – высота помещения в плане, $H = 5$ м.

H_p – высота рабочей поверхности, $H_p = 0,7$ м.

Индекс помещения учитывает влияние соотношения размеров и конфигурации помещения и высоты подвеса светильников над рабочей поверхностью.

Для помещения щитов управления при постоянном пребывании людей в по-

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

мещении с наблюдением за приборами на щите, на расстоянии более 0,5 м:

- наименьшее значение освещённости для газоразрядных ламп – 150 лк;
- коэффициент запаса $k_3 = 1,5$;
- показатель ослеплённости, $p = 40$;
- коэффициент пульсации $K_n = 20 \%$.

Используем светильники типа ДРЛ 125 Вт

Коэффициент отражения поверхностей:

- потолка = 70 %;
- стен = 50 %;
- рабочей поверхности = 10 %.

Коэффициент использования светового потока ламп $\eta = 0,56$.

Определим световой поток и число светильников для помещения ЩУ

$$\Phi_{л} = \frac{E_n \cdot S \cdot z \cdot k_3}{n \cdot \eta_k} = \frac{200 \cdot 648 \cdot 1,15 \cdot 1,3}{35 \cdot 0,56} = 9848 \text{ лк,}$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк;

S – площадь освещаемого помещения, m^2 ;

Z – коэффициент неравномерности освещения;

k_3 – коэффициент запаса;

n – число светильников в помещении;

η_k – коэффициент использования светового потока.

Для ламп накаливания и ДРЛ, $z = 1,15$.

Коэффициент k_3 устанавливается с учётом чисток светильников в год, по СНиП 23-05-95 принимаем $k_3 = 1,3$.

В помещении ОПУ необходимо установить пять светильников в семь рядов, что изображено на рисунке 6.

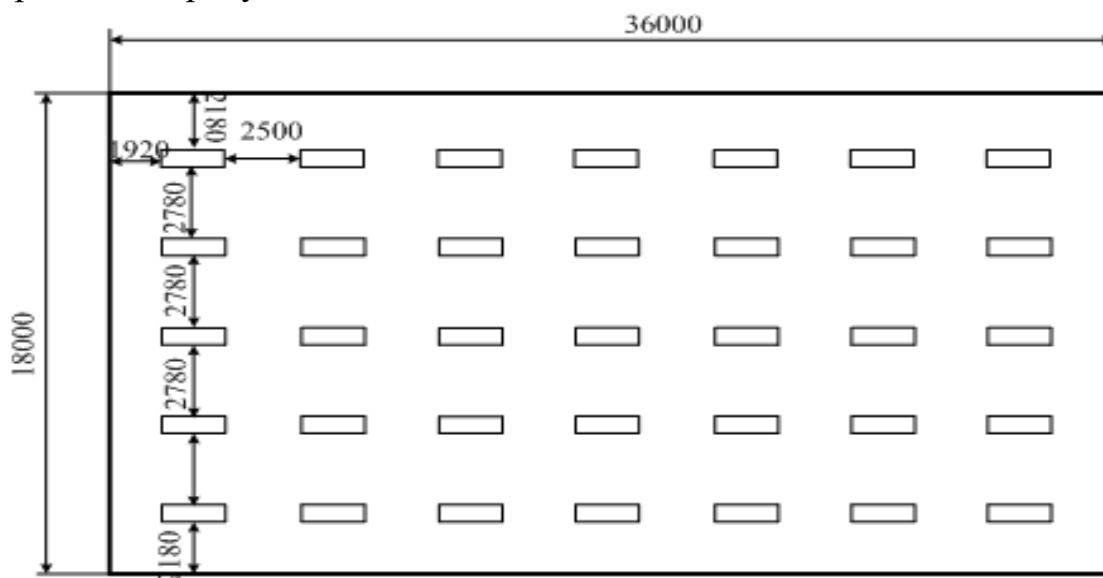


Рисунок 6 – Схема расположения светильников в помещении ОПУ.

4.4.2 Расчет освещения открытого распределительного устройства 110 кВ

Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/35/6кВ рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям (СП52.13330.2011).

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции аварийное освещение автоматически переключается на стационарную, кислотную аккумуляторную батарею, ёмкостью 288 А*час, на напряжение 220 В. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

На подстанции предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях, на открытых участках территории (ОРУ) и закрытых распреустройствах (ЗРУ).

Аварийное освещение предусмотрено в помещениях ЗРУ и помещении ОПУ, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ на стенах здания.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа LEADER LED 100 D15 – 4000К, со светодиодной лампой мощностью 95 Вт, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Световой поток лампы равен 12000 лм.

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием. В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ. Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ-110 кВ, площадь которого составляет 10000 м².

Суммарный световой поток определим по формуле

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м;

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

k_z – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_z = 1,2 \dots 1,8$);

k_p – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_p = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк, XII разряд зрительной работы.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 10000 \cdot 1,7 \cdot 1,4 = 238000 \text{ лм.}$$

Определяем нужное число прожекторов

$$N = \sum \Phi / \Phi_{\text{л}} \cdot \eta,$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = 238000 / 12000 \cdot 0,95 = 20,8 = 21 \text{ шт.}$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{I_{\text{max}} / 3000},$$

где I_{max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{24000 / 3000} = 4 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 21 прожектор типа LEADER LED-100D 15 4000 К, установленных на высоте 4 м, на стенах ЗРУ-110 кВ, здании подстанции и на стойках конструкции молниеотводов.

4.4.3 Расчет освещения закрытого распределительного устройства 110 кВ

Суммарный световой поток определим по формуле

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_z \cdot k_p,$$

$$S_{\text{ЗРУ-110кВ}} = 20 \cdot 40 = 800 \text{ м}^2$$

$$\sum \Phi = 10 \cdot 800 \cdot 1,7 \cdot 1,4 = 19040 \text{ лм.}$$

Определяем нужное число прожекторов

$$N = \sum \Phi / \Phi_{\text{л}} \cdot \eta;$$

$$N = 19040 / 6500 \cdot 0,95 = 3,083 = 4 \text{ шт.}$$

Высота установки прожектора определяется по формуле

$$H = \sqrt{I_{\text{max}} / 3000},$$

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{12000/3000} = 2 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 4 прожектора типа LEADER LED 10, установленных на высоте 2 м, на стенах ЗРУ-110кВ.

4.5 Пожаробезопасность

Опасность воспламенения электроустановок на подстанции 110/6 кВ обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция обмоток трансформаторов, различных электромагнитов (контакты, реле, контрольно-измерительные приборы), проводов и кабелей.

Опасной в отношении пожара является изоляция проводов (резина, бумага, полиэтилен и др.) и кабелей. Возможные лаки и компаунды, (изоляционное) трансформаторное масло, битум, канифоль, сера и ряд других электроизоляционных и конструкционных материалов являются горючими и пожароопасными.

На площадке открытого распределительного устройства подстанции находятся два масляных трансформатора, представляющие наибольшую пожарную опасность. В них возможно межвитковое короткое замыкание, в результате которого в части обмотки возникает настолько большой ток, что изоляция быстро разлагается с выделением горючих газов. При отсутствии надлежащей релейной защиты или же её отказе не исключен взрыв газовой смеси с разрушением стенок кожуха и последующим выбросом горящего масла

Очень опасны в пожарном отношении кабели высокого напряжения с бумажной изоляцией, пропитанной компаундом, содержащим минеральное масло, проложенные открыто в помещениях или в кабельных сооружениях. Загорание изоляции кабеля возможно при длительном прохождении токов перегрузки и коротких замыканиях при отказе токовой защиты.

Для обеспечения требований пожарной безопасности зданий и сооружений при проектировании систем отопления и вентиляции предусматриваются следующие мероприятия:

- автоматическое отключение: калориферов, радиаторов отопления, вентиляции и кондиционирования при пожаре по сигналу систем пожарной сигнализации;
- воздуховоды предусмотрены из негорючих материалов;
- для предотвращения перетекания воздуха во время пожара на воздуховодах в местах пересечения стен устанавливаются противопожарные клапаны;
- на силовых трансформаторах устанавливается противопожарная система, которая предотвращает взрывы и пожары трансформаторов при помощи распыления воды.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

4.5.1 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000 - 4000 С, вызывает пиролиз изоляционного масла.

При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака.

Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДН–40000/110/35/6 объем масла составляет 15,1 тонн). Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслобункер вместимостью 30 м³.

Маслобункеры 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 маслобункере выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

4.6 БЖД в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося процесса или явления и оказывающая значительное отрицательное воздействие на жизнедеятельность людей, функционирование экономики, социальную сферу и природную среду. В мирное время ЧС могут возникать в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, экологических бедствий, диверсий или фактов военно-политического характера.

Рассмотрим чрезвычайные ситуации, вызванные атмосферными осадками и мероприятия по защите от них. К атмосферным осадкам относятся крупный град, сильный дождь, ливень, грозы, сильный снегопад. Экстремальное количество и продолжительность выпадения осадков оказывает опасное для жизни людей и различных объектов и возбуждают другие виды чрезвычайных ситуаций.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

- интенсивные снегопады парализуют транспорт, вызывают повреждение деревьев, ЛЭП, зданий под снеговой нагрузкой, сход снежных лавин в горах.
- интенсивные ливни возбуждают наводнение, эрозии, сели в горах.
- экстремально малые суммы осадков приводят к засухе, опасности лесных пожаров, обмелением рек, трудностям для судоходства.

По режиму и форме воздействия на людей и различные объекты снежно ледниковые явления явно разнообразны, чрезвычайные ситуации, связанные с эпизодическими объектами – экстремальными снегопадами и холодом, массовым сходом лавин, крупными заторами льда на реках и т.д.

Долговременные дожди оказывают не благоприятное воздействие на протекание технологических процессов. Они вызывают затопление подвальных помещений, нарушений работ линий электропередач, затопление рабочих мест и т.д.

Снежный покров – это, слой снега на поверхности земли, возникающий в результате снегопада. Большой объём снежного покрова может вызвать обледенения линий электропередач, и кровли зданий, привести к обрушению кровли, занесением снежным покровом и появления наледи на проезжей части чехов.

Дополнительный отрицательный фактор при снежных заносах возникает за счет сильного мороза, сильного ветра при метелях и обледенениях. Последствия снежных заносов могут быть достаточно тяжелыми. Они в состоянии парализовать работу большинства вида транспорта, приостановить перевозку людей и грузов. Колесные автомобиле не могут двигаться по ровным заснеженным дорогам, если толщина снежного покрова превышает половину диаметра колеса. Люди, оказывающиеся на местности, изолированные из-за снежных заносов, подвергаются опасности обморожения и гибели, а в условия буранов теряют ориентировку.

Усложняется работа предприятий коммунального и энергетического хозяйства, если заносам сопутствуют сильные морозы и ветры, могут выходить из строя системы электроснабжения, теплоснабжения и связи. Аккумуляция снега на крышах зданий и сооружений свыше избыточной нагрузки приводит к их обрушению.

Удары молний иногда сопровождаются разрушениями, вызванными её термическими и электродинамическими воздействиями, а также некоторыми опасными последствиями, возникающими от действия электромагнитного светового излучения.

Наибольшее разрушения вызывают удары молний в наземные объекты при отсутствии хороших токопроводящих путей между местом удара и землей.

Возможны возникновения, из-за большой разности потенциалов, электрических разрядов между отдельными предметами, внутри сооружения. Такие разряды могут явиться причиной пожаров и поражения людей электрическим током. Часто прямым ударом молний подвергаются сооружения, возвышающиеся над окружающими строениями, например: металлические дымовые трубы,

башни и строения, стоящие в открытой местности. Весьма опасные прямые удары молнии в воздушные линии связи с металлическими опорами.

Опасность градобитий определяется диаметром (массой) градин и размерами поражаемой площади – «градовых дорожек». Диаметр градин не менее нескольких миллиметров и увеличивается вместе со скоростью и высотой поднятия грозовых облаков. Град – это атмосферные осадки в виде шариков льда и смеси льда и снега, выпадает во время прохождения холодного фронта или во время грозы. Наибольшие градины представляют собой простые структуры, образованные при условии, когда поверхность снежных комочков тает и основа замерзает, или же покрывается водяными капельками, которые затем замерзают. Таким образом, у градин твердое внешнее покрытие и мягкая сердцевина. Крупные градины диаметром от 1,2 до 12,5 см представляют собой более сложные структуры. Обычно они состоят из чередующихся слоев твердого и мягкого льда.

Как правило, град выпадает из мощных кучевых дождевых облаках при грозе и ливне. Частота выпадения града различна: в умеренных широтах он бывает 10–15 раз в год, у экватора на суше, где более мощные восходящие потоки, – 80–160 раз в год. Какими бы ни были способы образования, выпадение града приводит к поразительным разрушениям и к человеческим жертвам.

Для избегания возникновения ЧС от атмосферных осадков необходимо выполнять следующие мероприятия:

- для предупреждения заносов используют снегозащитные ограждения из приготовленных заранее конструкции виде снежных стенок и валов и т.д.
- для ориентировки пешеходов и водителей транспортных средств, застигнутых бурей, вдоль дорог устанавливают вехи и другие указатели;
- при получении угрожающего прогноза приводят к готовности силы и средства, предназначенные для борьбы с заносами, проведения аварийно-восстановительных работ;
- основной мерой борьбы со снежными заносами является очистка дорог и территорий. В первую очередь расчищают от заносов железнодорожные и автомобильные магистрали.
- при необходимости проводят частичную эвакуацию населения и организуют специальные маршруты коммунального транспорта колоннами, а так же прекращают работу учебных заведений и учреждений;
- защита зданий и сооружений от молний состоит в безопасном заземлении электрических импульсов, т.е. в применение громоотводов;
- для защиты людей от молний на открытом месте необходимо найти заземленное убежище. Таким убежищем может служить лес. Отдельно стоящее дерево представляет опасность, так как является громоотводом, и не исключен пробой между деревом и человеком;
- проведение очистных работ канализаций и водостоков;
- последовательная уборка снежных заносов как с проезжих частей, так и с кровли;

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

- своевременная ликвидация обледенений;
- для избежание снежных заносов использовать защитные ограждения;
- при получении угрожающего прогноза приводят в готовность силы и средства, предназначенные для борьбы с заносами, проведения аварийно-восстановительных работ;

В России разработаны методы определения грозовых опасных облаков и созданы службы борьбы с градом. Опасные облака расстреливают снарядами, снаряженными специальными химическими веществами.

Таблица 9 – Источники чрезвычайных ситуаций

Источники ЧС	Мероприятия по инженерной защите, предусмотренные проектом и существующие на объекте
Сильный ветер со скоростью 25 м/с и более	Элементы и строительные конструкции рассчитаны на восприятие ветровых нагрузок, характерных для района расположения объекта. Значения нормативных ветровых с учетом повышающих коэффициентов
Экстремальные атмосферные осадки в виде снега	Конструкции этажерок и кровли зданий рассчитаны на восприятие снеговых нагрузок
Гроза	Стальные конструкции и аппараты заземляются с контуром молниезащиты не менее чем в двух точках
Морозы	Производительность системы отопления помещений и обогрева аппаратов, трубопроводов рассчитаны исходя из условий температуры наружного воздуха. Для основных конструкций применена хладостойкая сталь исходя из абсолютной минимальной температуры наружного воздуха. Трубопроводы с замерзающими жидкостями имеют путевые теплоспутники и изолируются от теплотерь
Гололед	Для предотвращения негативных воздействий на персонал необходимо предусмотреть дополнительные емкости для песка. Необходима своевременная очистка территории и дорог от снега и гололедов

4.7 Экологичность и защита окружающей среды на подстанции

Минимизация негативного воздействия на окружающую среду, рациональное использование природных ресурсов и неуклонное стремление к максимальному уровню безопасности производства для здоровья и жизни людей – это ключевые направления экологической политики компании. На «Комбинате «Магнезит» разработана и внедрена система экологического менеджмента, подтвержденная сертификатом соответствия требованиям международного стандарта ISO 14001. Сертификационный аудит системы менеджмента в области охраны труда и промышленной безопасности подтвердил соответствие представленной системы международным требованиям OHSAS 18001.

Так как экологические аспекты один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека

Энергетика входит как подсистема в глобальную систему жизнедеятельности страны. Развитие и жизнь общества в настоящее время невозможны без энергетики, которая определяет прогресс всего народного хозяйства. Однако при рассмотрении достоинств энергетики необходимо учитывать также отрицательное влияние энергетики на окружающую среду. Все проявления вредного влияния, которое оказывается на окружающую среду различными электротехническими объектами, можно разделить на группы:

1. Загрязнение воздуха, воды и почвы отходами при сжигании топлива на ТЭС электростанциях в виде газов, золы, серы и др., выбрасываемых в воздух, почву и воду и от захоронения использованных радиоактивных веществ на АЭС. Для уменьшения этого следует применять лучшее топливо и специальные очистные сооружения (электрофильтры и др.).

2. Выделение неиспользованной энергии в окружающую среду в виде теплоты отходящих газов и нагрев охлаждающей воды.

3. Влияние электромагнитного поля на живые организмы.

4. Увеличение шума.

5. Изъятие из пользования земли и воды.

6. Эстетическое воздействие линий.

Одним из наиболее важных экологических аспектов является защита человека от факторов негативного влияния электроустановок.

Для этого есть нормативы и инструкции, которые применяются для:

- соблюдение правил техники безопасности и нормативных актов по охране труда;
- применения необходимых средств защиты;
- своевременного обнаружения, устранения неисправностей и других отклонений от нормального режима работы оборудования;
- совершенствования рабочих мест;
- улучшения условий труда.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Электромагнитные поля электроустановок оказывают влияние на насекомых, растения, а также на человека. В зоне влияния электрического поля нельзя строить жилые здания или возделывать поля и сады.

Растения, которые растут вдоль линий электропередач, а также на территории электроустановок могут наблюдаться аномалии.

На нашей подстанции и вообще на комбинате в целом очень большое внимание уделяется экологии.

За счет установки фильтров на дымососах стало меньше выделений пыли и газа в атмосферный слой, так же много устанавливается современного оборудования для снижения уровня шума электрооборудования; применяется электрооборудование обеспечивающее электрическую, пожарную и взрывобезопасность; снижается отвод земель для подстанций благодаря новому оборудованию, восстанавливаются нарушенные в процессе строительного-монтажных работ участки земли или засыпаются новым плодородным слоем и озеленяются.

Принимаются меры по полному предотвращению попадания трансформаторного масла на поверхность земли, также идет модернизация некоторых участков, где масляное оборудование заменяется на электрооборудование, не требующего специальных мер по обслуживанию и утилизации.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе по безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы охраны труда работников, приведён перечень опасных и вредных производственных факторов

Выполнены расчёты заземляющего устройства подстанции ГПП и искусственного освещения в помещении ОПУ, в ЗРУ – 110 кВ, на ОРУ – 110 кВ.

Рассмотрены чрезвычайные ситуации, вызванные атмосферными осадками и мероприятия по защите от них. Экологичность и защита окружающей среды на подстанции.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Расчет сметы затрат на модернизацию электрооборудования

В таблице 10 представлены прейскурантные цены единиц электрооборудования подлежащих модернизации.

Таблица 10 – Прейскурантная стоимость оборудования

№	Наименование оборудования	Количество, шт./компл.	Прейскурантная стоимость оборудования, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб.
1	ТДТН-40000/110	2	13 000	26 000
2	LTV 145D1/B	2	356	712
3	SGF 123/1600 II-100/Y1+2E	4	45	180
4	SGF 123/1600 II-100/Y1+1E	2	45	900
5	B3-630/40/102-0,5Y1	2	63	126
6	НТМИ-6-УХЛ1	4	22	88
7	ВВ/TEL-10-20/1600У	6	35	210
8	ТЛК-10	6	2,5	15
9	ОПНН-А-110/60-10/900 УХЛ1	1	78	78
10	ОПНП-110/60/10/550-УХЛ1	1	78	78
11	TG-145	2	30	60
12	Остальное оборудование	-	-	100
	Итого:			28547

Прейскурантная стоимость оборудования $C_{об}$

$$C_{об} = \sum C_i \quad (33)$$

где $C_{об}$ – стоимость оборудования, руб,

$\sum C_i$ – цена единиц по прейскуранту, руб.

$C_{об} = 28547$ тыс. руб.

Транспортные заготовительные расходы (ТЗР) определяются в размере 6% от стоимости оборудования

$$ТЗР = 6\% \cdot C_{об} \quad (34)$$

$$ТЗР = 6\% \cdot 28547 = 1712,82 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость монтажа оборудования (C_m) принимаем в размере 12% от стоимости оборудования

$$C_m = 12\% \cdot C_{об} \quad (35)$$

$$C_m = 12\% \cdot 28547 = 3425,6 \text{ тыс. руб.}$$

Основная заработная плата на монтажные работы ($Z_{осн}$) принимаем в размере 20% от стоимости монтажа

$$Z_{осн} = 20\% \cdot C_m \quad (36)$$

$$Z_{осн} = 20\% \cdot 3425,6 = 685,12 \text{ тыс. руб.}$$

Начисление районного коэффициента ($Z_{Прк}$) определяем в размере 15% от основной заработной платы

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ

$$ЗПрк = 15\% \cdot Зосн \quad (37)$$

$$ЗПрк = 15\% \cdot 685,12 = 102,77 \text{ тыс. руб.}$$

Дополнительная зарплата (Здоп) по монтажу за работу в условиях действующего производства принимаем в размере 18% от основной заработной платы:

$$Здоп = 18\% \cdot Зосн \quad (38)$$

$$Здоп = 18\% \cdot 685,12 = 123,32 \text{ тыс. руб.}$$

Страховые взносы составляют 30,2% от суммы основной и дополнительной заработной платы с учетом районного коэффициента:

$$ЕСН = 30,2\% \cdot (Зосн + Здоп + ЗПрк) \quad (39)$$

$$ЕСН = 30,2\% \cdot (685,12 + 123,32 + 102,77) = 275,18 \text{ тыс. руб.}$$

Трудовые затраты определяем, как сумма основной, дополнительной зарплаты, районного коэффициента и единого социального налога по формуле

$$ТЗ = Зосн + ЗПрк + Здоп + ЕСН \quad (40)$$

$$ТЗ = 685,12 + 102,77 + 123,32 + 275,18 = 1186,39 \text{ тыс. руб.}$$

Накладные расходы (Рнак) принимаем в размере 180% от основной заработной платы на монтажные работы:

$$Рнак = 180\% \cdot Зосн \quad (41)$$

$$Рнак = 180\% \cdot 685,12 = 1233,22 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на модернизацию по подстанции составили

$$К = Соб + См + ТЗР + ТЗ + Рнак \quad (42)$$

$$К = 28547 + 3425,6 + 1712,82 + 1186,39 + 1233,22 = 36105,03 \text{ тыс. руб.}$$

Выводы по разделу пять

Затраты на модернизацию подстанции составили 36105,03 тыс. рублей, вместе с расходами на доставку, демонтаж и монтаж оборудования. Все работы по монтажу оборудования будут вестись «своими силами» бригадами из ремонтного персонала, службы РЗиА, службы испытаний электрооборудования, что существенно снизит затраты примерно на 2316,74 тыс. руб., поэтому всего выходит 33788,29 тыс. руб.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация трансформаторной подстанции «Огнеупор»».

В данной работе произведена проверка работы трансформаторов с учетом увеличения мощности на производстве. По результатам проверки выполнена модернизация существующей подстанции «Огнеупор» - 110/35/6 кВ:

В проекте предлагаются следующие изменения:

- замена силовых масляных трансформаторов на ТДТН 40МВА;
- замена существующих масляных выключателей 110 кВ более безопасными элегазовыми выключателями LTB 145D1/B;
- замена вводных и меж секционных масляных выключателей 6 кВ на вакуумные ВВ/TEL-10-20/1600У;
- замена вентильных разрядников на нелинейные ограничители напряжения ОПНП-110;
- замена высоковольтных разъединителей на разъединители серии SGF 123/1600;

Также выполнена замена измерительных трансформаторов тока и другие изменения.

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987г.

2 Методическое пособие по предмету Электроснабжение объектов. – Златоустовский металлургический колледж, 2001г.

3 М.Федоров. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2 /под ред. М.Федорова /. – М.: Энергоатомиздат, 1989г.

4 Б.Ю. Липкин. Электроснабжение объектов и установок. - М.: Высшая школа, 1981г.

5 И.П. Крючков, Н.Н. Кувшинский, Б.Н. Неклепаев. Электрическая часть электростанций и подстанций. /под ред. Б.Н. Неклепаева/. – М.: Энергия, 1972г.

6 В.А. Игуменцев, В.К.Олейников, А.В.Малафеев. Электрическая часть низительной подстанции промышленного предприятия. – Магнитогорск.: МГТУ, 2002г.

7 Правила устройства электроустановок 7-ое изд. Минэнерго РФ. – Новосибирск: Изд-во «Сибирское университетское издательство», 2016. – 464 с.

8 Борисов Ю. М. Электротехника: учебник / Ю. М. Борисов, Д. Н. Липатов, Ю. Н. Зорин. – СПб.: БХВ-Петербург, 2012. – 592 с.

9 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения. – М.: Стандартинформ, 2012. – 16 с.

10 Коровин Ю. В. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю. В. Коровин, Е. И. Пахомов, К. Е. Горшков. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 114 с.

11 Гайсаров Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: учебное пособие к дипломному проектированию / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61 с.

12 ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2007. – 87 с.

13 СТО56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств. - М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. - 63 с.

14 СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013 – 68 с.

15 Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов / С.В. Белов, В.А. Девисилов, А.В. Ильницкая; под ред. С.В. Белова. – 8-е изд. перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2009. – 616с.

16 <https://elensis.ru/2019/04/20/цифровые-подстанции/>

17

https://www.ruscable.ru/article/Cifrovaya_podstanciya_Obzor_mirovyx_tendencij/

					13.03.02.2020.060.00.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

