

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
«06» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики подстанции КС-3 напряжением 220/10 кВ

Исполнитель
студент группы 642 об 1 
_____ 16.06.2020 Д.А. Титаев
(подпись, дата)

Руководитель
канд.техн.наук ,доцент 
_____ 16.06.2020 А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Консультант по
безопасности и
экологичности
канд.техн.наук ,доцент 
_____ 22.06.2020 А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст. преподаватель 
_____ 23.06.2020 Н.С. Бодруг
(подпись, дата)

Благовещенск 2020

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 23 » 03

2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гитаева Дмитрия Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование устройств релейной защиты и автоматики подстанции КС-3 напряжением 220/10 кВ

(утверждено приказом от 23.03.20 № 657-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная защита и автоматика 5. Молниезащита и заземление. 6. Организационно-экономическая часть. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема подключения ПС. 2. Однолинейная схема ПС. 3. Молниезащита и заземление. 4. Релейная защита силового трансформатора. 5. Релейная защита ошиновки. 6. Автоматика

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 23.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Александр Николаевич Козлов, доцент, канд. техн. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2020


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 112 с., 10 рисунков, 31 таблица, 32 источника.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕ-
НАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕ-
НИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ
УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР,
ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗА-
МЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕР-
МИНАЛ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗА-
ЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛО-
ПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА
ТРУДА.

В бакалаврской работе произведён выбор устройств релейной защиты ос-
новных элементов подстанции 220 кВ КС-3 «Амгинская», рассчитаны уставки
их срабатывания.

Цель работы – проектирование релейной защиты подстанции, отвечающей
всем необходимым требованиям по надёжности, быстродействию и селективно-
сти её работы для обеспечения надёжного снабжения потребителей электроэнер-
гией требуемого качества в необходимом количестве.

Помимо релейной защиты в проекте рассмотрены вопросы выбора элек-
тротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления; затро-
нуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности
проекта, произведено экономическое обоснование проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая характеристика района размещения ПС	10
2 Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания	12
2.1 Выбор силовых трансформаторов	12
2.2 Расчет токов короткого замыкания средствами ЭВМ	13
3 Выбор оборудования	22
3.1 Разработка однолинейной схемы	22
3.2 Расчет токов для выбора оборудования	25
3.3 Выбор комплектных распределительных устройств	27
3.4 Выбор выключателей	29
3.5 Выбор разъединителей	32
3.6 Выбор трансформаторов тока	34
3.7 Выбор трансформаторов напряжения	40
3.8 Выбор ограничителей перенапряжения	41
3.9 Выбор ошиновки 220 кВ	45
3.10 Выбор ошиновки 10 кВ	48
3.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	50
3.12 Выбор аккумуляторных батарей	52
3.13 Выбор высокочастотных заградителей	54
4 Релейная защита и автоматика	56
4.1 Выбор защит силового трансформатора	56
4.2 Расчет защит силового трансформатора	57
4.2.1 Расчет ДЗТ на базе терминала RET670	57
4.2.2 Описание и расчет технологических и резервных защит	59
4.3 Выбор и расчет защиты ошиновки трансформатора	66
4.4 Сетевая автоматика	67

4.4.1 Автоматическое повторное включение	68
4.4.2 Автоматическое включение резервного питания	69
4.4.3 Устройство резервирования отказа выключателя	71
5 Молниезащита и заземление	73
5.1 Анализ компоновки подстанции	73
5.2 Характеристика заземляющего устройства	73
5.3 Расчет заземляющего устройства	74
5.4. Грозоупорность ОРУ	78
6 Организационно-экономическая часть	82
6.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	82
6.2 Капиталовложения в реализацию проекта	82
6.3 Расчёт эксплуатационных издержек	83
6.4 Стоимостная оценка результатов	84
7 Безопасность и экологичность	86
7.1 Безопасность	86
7.2 Экологичность	88
7.3 Предупреждение и ликвидация ЧС	92
Заключение	95
Библиографический список	97
Приложение А. Расчеты РЗА	100
Приложение Б. Расчет молниезащиты и заземления ПС	108

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Строительство компрессорной станции КС-3 осуществляется на основании сооружения газопровода «Сила Сибири», электроснабжение потребителей КС-3 «Амгинская» предусматривается от сетей 220 кВ по I категории надежности электроснабжения. Подключение потребителей КС-3 «Амгинская» предусматривается к ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС15 №1 посредством сооружения следующих объектов:

- строительство ПС 220 кВ КС-3 «Амгинская»;
- строительство двух заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПС 220 кВ КС-3 «Амгинская», с образованием ВЛ 220 Нижний Куранах – КС-3 с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 КС-3 – НПС-15».

Схема присоединения ПС 220 кВ КС-3 к существующим сетям показана на рисунке 1.

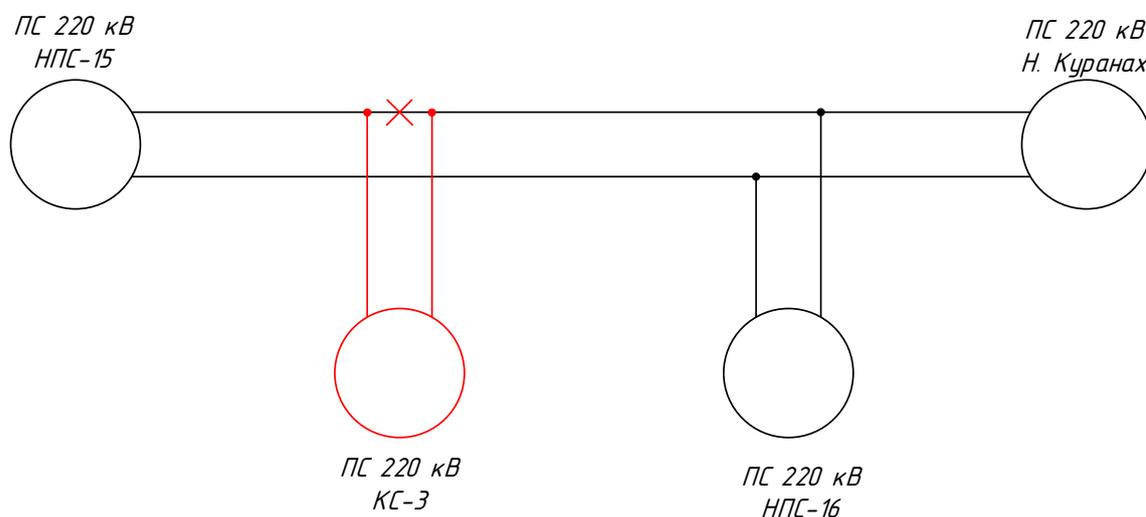


Рисунок 1 – Схема подключения ПС 220 кВ КС-3

Основными потребителями электроэнергии КЦ-1 вновь строящейся компрессорной станции КС-3 «Амгинская» МГ «Сила Сибири» с эквивалент-

ной расчетной электрической нагрузкой 20 МВт, на стороне низкого напряжения являются потребители: компрессорных цехов, промышленных баз, водозаборных сооружений в районе ПС КС-3. Таким образом принимаем расчетную мощность при выборе силового оборудования – 20 МВт [6].

Темой выпускной квалификационной работы является «Проектирование устройств релейной защиты и автоматики ПС 220/10 кВ КС-3 «Амгинская»».

Работа выполнена с целью определения оптимальной структуры устройств релейной защиты и автоматики ПС 220 кВ КС-3 «Амгинская». В работе рассматриваются вопросы выполнения релейной защиты с использованием multifunctional микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики элементов ПС 220 кВ КС-3 «Амгинская».

Актуальность темы состоит в необходимости присоединения вновь вводимых объектов ПАО «Газпром» к существующим магистральным линиям Южно-Якутского энергорайона с целью развития экономики района. Строительство ПС 220 кВ Амгинская вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение одноименной компрессорной станции.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 проанализировать необходимый объем проектирования;
- 2 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на проектируемой ПС;
- 3 выполнить расчет токов короткого замыкания;
- 4 спроектировать однолинейную схему вновь вводимой ПС;
- 5 выполнить выбор и проверку электрооборудования на устойчивость токам КЗ;
- 6 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;
- 7 выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- 8 оценить безопасность и экологичность проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Сооружение ПП 220 кВ КС-3 планируется на территории Алданского района Республики Саха (Якутия) для осуществления электроснабжения компрессорной станции КС-3 «Амгинская» газопровода «Сила Сибири» (ООО «Газпром трансгаз Томск»).

1.1 Климатогеографическая характеристика района размещения ПС

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними (до минус 50, минус 55°С) и высокими летними (до плюс 20 – 35°С) температурами воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев достигает мирового максимума и равна 45 – 65° С.

В целях осуществления проектирования системы молниезащиты проектируемого объекта необходимо определить среднегодовую продолжительность гроз в районе проектирования. Данная информация представлена в ПУЭ [7].

Также определим степень загрязнения атмосферы по данным ПУЭ [7]. Степень загрязнения – показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена Таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Республика Саха (Якутия)
Район по ветру	III
Район по гололеду	III

1	2
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$, °С	-2,5
Высшая температура воздуха t_{+max} , °С	+35
Низшая температура воздуха t_{-min} , °С	-51
Температура воздуха при гололеде t_g , °С	-10
Температура воздуха при максимальном ветре t_B , °С	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-43

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

На основании действующей нормативно-технической документации, мощность силовых трансформаторов требуется выбирать исходя из нормативного коэффициента загрузки. Количество работающих трансформаторов определяется категоричностью электроснабжения. Исходные данные для выбора силовых трансформаторов определены во вводной части ВКР. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3} \quad (1)$$

где K_3 - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

$P_{\text{НН}}$, $Q_{\text{НН}}$ - мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 20 МВт.

$$P = \frac{S}{\cos \phi} \quad (2)$$

$$Q_{\text{НН}} = P \cdot \operatorname{tg}(\varphi) \quad (3)$$

$$Q_{\text{НН}} = P \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 20 \cdot 0,75 = 15,06 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(20)^2 + (15,06)^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,88 \text{ МВА}$$

Таблица 2 – Технические характеристики силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДН-25000/220 УХЛ1
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Схема и группа соединения обмоток	Yн-D-11
Потери ХХ, Вт	22
Потери КЗ, Вт	120
Напряжение КЗ, %	11,5
Ток ХХ, %	0,2

2.2 Расчет токов короткого замыкания средствами ЭВМ

Расчёт токов коротких замыканий в работе выполнен при помощи программного комплекса АРМ СРЗА кооператива «Бриз» г. Новосибирск.

Настоящая версия АРМ СРЗА состоит из 11 приложений:

- графический редактор схем замещения электрической сети;
- программа расчета электрических величин при повреждениях сети;
- программа подготовки файла коррекции;
- релейная защита;
- паз (программа анализа срабатывания защит);
- программа расчета ткз по месту повреждения;
- программа расчета эквивалентов сети;
- программа расчета параметров производной схемы замещения поврежденных любой сложности;
- программа создания новой сети на базе эквивалента;
- таблицы ОМП;

- определение мест повреждений по показаниям приборов – диспетчерский вариант.

Используемые методы расчетов программы ТКЗ позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока К.З. (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750кВ.

Диалоговая программа расчета электрических величин (ТКЗ-Д) позволяет:

- производить расчеты электрических величин в диалоговом режиме, указывая непосредственно на схеме замещения сети место повреждения, вид повреждения и коммутируемые элементы;

- формировать протокол произведенных расчетов автоматически или по желанию пользователя регулировать объем и форму результатов расчетов;

- производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети;

- точно учитывать ветви с нулевыми сопротивлениями (выключатели). При этом число их не ограничено, и эти ветви могут образовывать замкнутые контура. Расчет токов в ветвях с нулевыми сопротивлениями ведётся в два этапа. На первом этапе расчёт ведётся в основной сети со значениями сопротивлений выключателей равными нулю. На втором этапе отдельно рассчитывается замкнутый контур из выключателей в предположении равенства сопротивлений (равенства не нулю!) всех входящих в группу выключателей;

- производить расчет для любого однократного и любого сколь угодно сложного вида повреждения сети, в том числе и с учетом нагрузочного режима;

- производить расчет тремя способами, не прерываясь до конца во всей сети, по шагам во всей сети, останавливаясь после каждого расчёта и через эквивалентирование.

- использовать для анализа векторную диаграмму и калькулятор комплексных величин;

-выводить графики электрических величин при скольжении КЗ вдоль линии;

-вводить в список электрических величин произвольные формулы;

Для работы с диалоговой программой расчета электрических величин (ТКЗ-Д) используется сеть, подготовленная графическим редактором АРМ-СРЗА.

Разработано два способа формирования задания для работы с ТКЗ-Д - диалоговое формирование задания и расширенный формат задания для расчёта.

Диалоговое формирование задания для расчёта предполагает использовать для этих целей только меню узла, меню ветви и меню поля чертежа.

Расширенный формат задания для расчёта использует язык приказов, похожий на язык реализованный в ТКЗ-3000. Этот режим использует все возможности ТКЗ-Д.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматизации для электросетевых объектов.

Задание формируется при помощи меню узла, меню ветви, меню поля чертежа и окна диалогового формирования задания. Для вызова меню узла курсор мыши нужно подвести к номеру узла или шине узла и нажать правую кнопку мыши. В меню выбирается нужная позиция и если это короткое замыкание, то текст этого пункта помещается в список ПОВРЕЖДЕНИЯ, а на чертёж выносятся пиктограмма, отражающая вид аварии. Меню ветви вызывается нажатием правой кнопки мыши на нужной ветви. Имеет значение, где установлен на ветви курсор мыши. Если курсор стоит левее центра библиотечного элемента, то меню относится к ветви, первый узел которой левый узел ветви. Если правее центра, то к ветви, записанной наоборот. Если библиотечного элемента на ветви нет, то первый узел в записи ветви тот, который расположен ближе к курсору мыши. В меню ветви можно выбрать одно из повреждений или одно из отключений. По-

вреждения попадут в список ПОВРЕЖДЕНИЯ, а отключения в список КОММУТАЦИИ. При выполнении некоторых пунктов меню вызываются окна для ввода информации. Для узла это пункт «другая авария», где открывается окно ввода общего случая аварии в узле с возможностью задания переходных сопротивлений, и пункт «зафиксировать $U_{па}$ » для ввода напряжения предаварийного режима в узле. Для ветви это пункт «ПРОМ КЗ на ветви + другая авария», где открывается окно ввода информации для промежуточного узла – Лотн и авария в промточке, и пункт «обрыв на ветви + другой обрыв» для ввода общего случая обрыва с введением двух промежуточных узлов- справа и слева от обрыва, в которых можно задать любые аварии. После выполнения пункта меню на чертёж выносится соответствующая пиктограмма.

Для работы с диалоговой программой расчета электрических величин (ТКЗ-Д) используется сеть, подготовленная графическим редактором АРМ-СРЗА. В частном случае изображение сети может быть и не нарисовано, но в этом случае резко сокращаются диалоговые возможности программы.

В некоторых схемах замещения мы наблюдаем отсутствие параметров нулевой последовательности. Это допустимо только для расчетов симметричных повреждений, таких как, например, трехфазных КЗ. Если же вы будете делать более сложные повреждения – несимметричные или двойные КЗ на землю, то отсутствие параметров нулевой последовательности недопустимо. Без параметров нулевой последовательности мы не можем правильно собрать элементы в фазных координатах. В этом случае мы вынуждены вставлять фиктивную нулевую последовательность. Однако при сложных замыканиях (несимметричных кз или многократных замыканиях на землю) параметры нулевой последовательности участвуют в расчётах. При фиктивных значениях и результат получается фиктивным. И так, если вы собираетесь проводить какие-либо расчёты сложных несимметричных повреждений, параметры нулевой последовательности должны быть заданы во всех элементах, кроме генераторов. Часть сети с заземленной нейтралью и часть сети с изолированной нейтралью должны быть соединены/разделены ветвью типа 0 с маленьким (ненулевым) сопротивлением по

прямой последовательности и нулевым сопротивлением по нулевой последовательности ($R1=0$ $X1=0.01$ $R0=0$ $X0=0$).

Для ветвей типа 0 задание параметров $R0=0$ и $X0=0$ означает разрыв по нулевой последовательности. Использовать для этих целей ветвь с типом 1, ветвь с нулевым сопротивлением, нельзя, так как в АРМЕ нет ветвей с нулевым сопротивлением только по прямой последовательности. У генераторов, заданных ветвью типа 4, должны быть заданы параметры только прямой последовательности, чтобы не замкнуть нулевую последовательность на ноль. Если ветвью типа 4 задан эквивалентный генератор, то нулевая последовательность возможна.

Разработано два способа формирования задания для работы с ТКЗ-Д - диалоговое формирование задания и расширенный формат задания для расчёта.

Диалоговое формирование задания для расчёта предполагает использовать для этих целей только меню узла, меню ветви и меню поля чертежа. Возможности этого режима определяются составом меню узла и ветви. В этом режиме нельзя работать (устраивать аварии, отключать, просматривать замеры) с нарисованными узлами и ветвями. Задание, составленное в этом режиме, состоит из одного подрежима и одного сложного повреждения. Скользящие повреждения также не допустимы. Подрезим может содержать любое число отключений. Сложное повреждение может включать неограниченное число обрывов линий и коротких замыканий в узлах.

Расширенный формат задания для расчёта использует язык приказов, похожий на язык, реализованный в ТКЗ-3000. Этот режим использует все возможности ТКЗ-Д. Задание может содержать несколько "пачек" сложных повреждений (СНСМ) и несколько групп однократных несимметрий (НСМ), которые могут следовать в произвольном порядке. В задании может быть несколько подрежимов. Сложное повреждение может содержать одну скользящую проточку. Группа НСМ содержит список видов КЗ и мест КЗ, из которых строится цикл расчёта.

Выполнить задание в расширенном формате можно тремя способами, не прерываясь до конца во всей сети, по шагам во всей сети, останавливаясь после

каждого расчёта и через эквивалентирование. Во время остановки в расчёте по шагам выводится панель содержащая информацию о подрежиме, о сложном повреждении или группе НСМ и о скользящей проточке. Здесь же можно изменить Lotn скользящей проточки для следующего шага.

В первых двух случаях расчёт производится во всей сети и после расчёта доступны для просмотра электрические величины во всей сети через окна или строки замера, или же при помощи подсказки, подводя курсор мыши к нужному элементу сети. В третьем же случае, в пакетном расчёте, сеть предварительно эквивалентруется к зоне, определённой заданием. Расчёт в этом случае идет быстрее, что может оказаться важным для пользователей имеющим не очень мощные компьютеры. Замеры, определённые в задании, выводятся в протокол, а замеры других элементов сети в окнах и строках замера становятся недоступными.

Для каждого режима работы ТКЗ разработано своё окно, окно диалогового формирования задания и окно расширенного формата задания. Переход из одного режима в другой осуществляется с помощью пункта меню главного окна «Режим работы ТКЗ».

Задание, сформированное в диалоговом формате можно перевести в расширенный формат. Перевод осуществляется двумя способами - из пункта меню окна диалогового формирования задания "Перевести в расширенный формат" и "Перевести с комментариями" и при смене режима работы ТКЗ-Д, когда вам будет задан вопрос "Диалоговое задание перевести в расширенный формат?".

Перевести задание из расширенного формата в диалоговый нельзя в виду некоторых ограничений диалогового формата.

После расчета по заданному заданию можно проанализировать замеры в любом узле и в любой ветви сети. Программа находится в этом состоянии неограниченно долго, вплоть до следующего расчета.

Замеры можно получить несколькими способами:

- открыть окно или строку замера как до расчета, так и после;
- указать замер в задании на расчет;

-подвести курсор мыши к нужному элементу сети и через некоторое время в подсказке появится электрические величины;

Протокол формируется после расчета в два этапа. На первом этапе автоматически в протокол попадают замеры, указанные в задании. На втором этапе по указанию можно поместить в протокол замер из любого окна или строки замера, а также замер любого узла или ветви сети используя меню узла, ветви.

В ходе преддипломной практики был произведен расчет токов КЗ с помощью указанного ПВК. Была составлена схема замещения, задание на расчет токов в двух режимах, после чего был получен протокол со значениями токов. На рисунке 2 показана схема замещения проектируемого объекта, необходимая для расчета токов КЗ. Схема создана в ПК «Бриз» АРМ СРЗА для максимального и минимального режимов электрической сети. Протокол задания на расчет и результаты расчета показаны на рисунках 3 и 4 и в таблицах 3 и 4, соответственно.

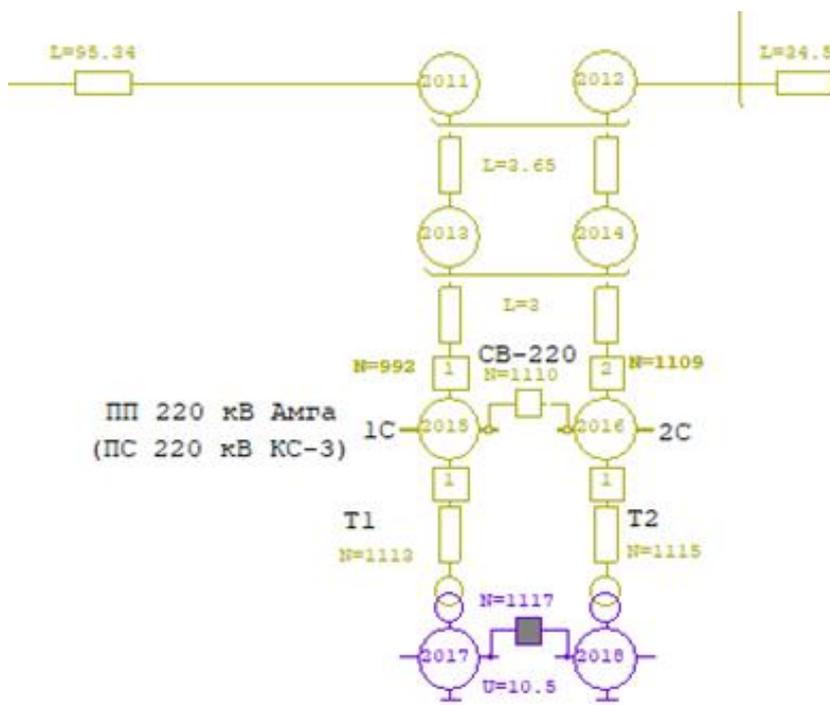


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в ПК «Бриз» АРМ СРЗА

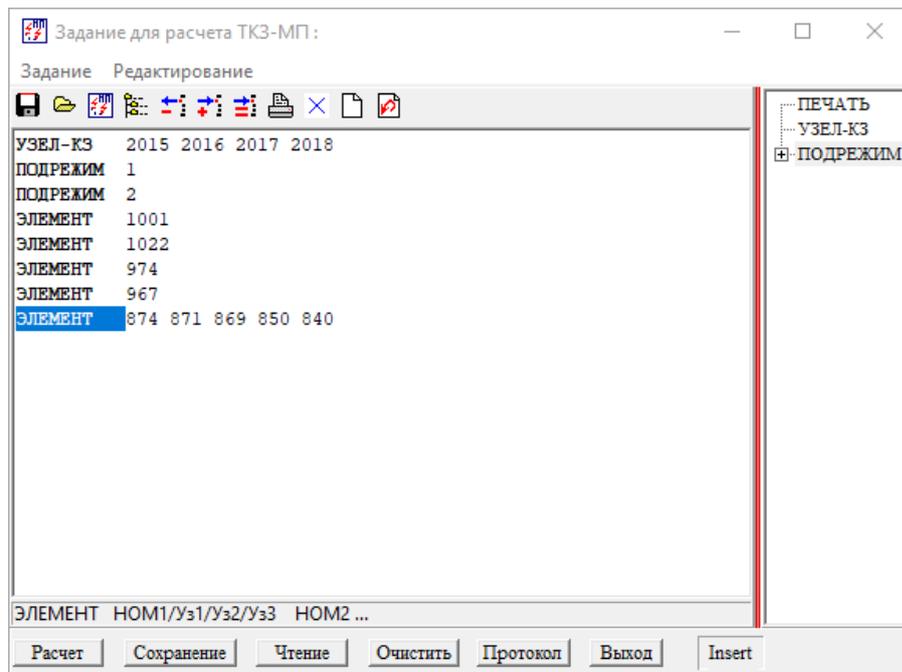


Рисунок 3 – Протокол задания на расчет токов КЗ в ПК «Бриз» АРМ СРЗА

ЭЛЕМЕНТ		Наименование		3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I3 (мод/фаза)	I4 (мод/фаза)	I5 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)
Подрежим 2									
ЭЛЕМЕНТ	1001	(ВЛ-220 НПС-15-ОЛЁКМИНСК №2)						
ЭЛЕМЕНТ	1022	(КВЛ-220 Н.КУРАНАХ-ТОММОТ I ЦЕПЬ)						
ЭЛЕМЕНТ	974	(ВЛ-220 НПС-18-Н.КУРАНАХ №1)						
ЭЛЕМЕНТ	967	(АТ1/63 Н.КУРАНАХ)						
ЭЛЕМЕНТ	874	(Т3/16 ЧУТЭЦ)						
ЭЛЕМЕНТ	871	(Т5/16 ЧУТЭЦ)						
ЭЛЕМЕНТ	869	(Т6/16 ЧУТЭЦ)						
ЭЛЕМЕНТ	850	(Т1/250 НГРЭС)						
ЭЛЕМЕНТ	840	(Т3/250 НГРЭС)						

U=232.1/0	Z1=20.569+j84.845	Z2=20.569+j84.845	Z0=10.208+j56.702						
2015-	11С-220 АМГА	1535 104	577 103	577 103	1732 103				
2013		746 104	286 103	277 103	646 107				
2016	12С-220 АМГА	789 103	292 103	300 103	910 102				
2017	11С-220 КС-3	0 0	0 0	0 0	180 93				

U=232.1/0	Z1=20.569+j84.845	Z2=20.569+j84.845	Z0=10.208+j56.702						
2016-	12С-220 АМГА	1535 104	577 103	577 103	1732 103				
2014		789 103	292 103	300 103	733 104				
2015	11С-220 АМГА	746 104	286 103	277 103	822 104				
2018	12С-220 КС-3	0 0	0 0	0 0	180 93				

U=10.6/0	Z1=0.043+j1.334	Z2=0.043+j1.334	Z0=0.000-j-0.000						
2017-	11С-220 КС-3	4582 92	-	-	-				
0	Нейтраль (*)	0 0	-	-	-				
2015	11С-220 АМГА	4582 92	-	-	-				

U=10.6/0	Z1=0.043+j1.334	Z2=0.043+j1.334	Z0=0.000-j-0.000						
2018-	12С-220 КС-3	4582 92	-	-	-				
0	Нейтраль (*)	0 0	-	-	-				
2016	12С-220 АМГА	4582 92	-	-	-				

Рисунок 4 – Протокол результатов расчета в ПК «Бриз» АРМ СРЗА

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ для максимального режима

Расчетное место КЗ	Суммарное значение периодической составляющей тока прямой (утроенного тока нулевой) последовательности для:		
	Трёхфазного КЗ, кА	Двухфазного КЗ, кА	Однофазного КЗ, кА
1	2	3	4
Шины 220 кВ	1,794	1,55	1,945
Шины 10 кВ	4,674	4,05	-
Ток, протекающий в трансформаторе (приведенный к стороне ВН)	0,43	0,37	-

Таблица 4 – Результаты расчета токов КЗ для минимального режима

Расчетное место КЗ	Суммарное значение периодической составляющей тока прямой (нулевой) последовательности для:		
	Трёхфазного КЗ, кА	Двухфазного КЗ, кА	Однофазного КЗ, кА
1	2	3	4
Шины 220 кВ	1,535	1,329	1,732
Шины 10 кВ	4,582	3,968	-
Ток, протекающий в трансформаторе (приведенный к стороне ВН)	0,42	0,36	-

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Разработка однолинейной схемы

Основа при проектировании электрической части подстанции, является выбор главной схемы объекта, так как именно он определяет состав элементов и связей между ними.

При принятии решения о выборе главной схемы ПС следует руководствоваться требованиями надежности, бесперебойного электроснабжения потребителя, надежности связей элементов схемы, мощностью нагрузки и силовых трансформаторов.

На основании исходных данных и рассчитанных параметров силовых трансформаторов принимаем решение о применении схемы 220-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов» (рисунок 5). Требования к применению данной схемы:

- проходная подстанция с двухсторонним питанием при необходимости частых включений-отключений трансформаторов при неравномерном графике нагрузки для снижения потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах
- в нормальном режиме разъединители в ремонтной перемычке отключены, остальные разъединители, а также выключатели в схеме включены.

Схема 220-5АН требует три ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии). Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. Является наиболее дешевой схемой с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети.

Схема максимально простая и наглядная. Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, в результате чего минимизированы отказы по вине персонала.

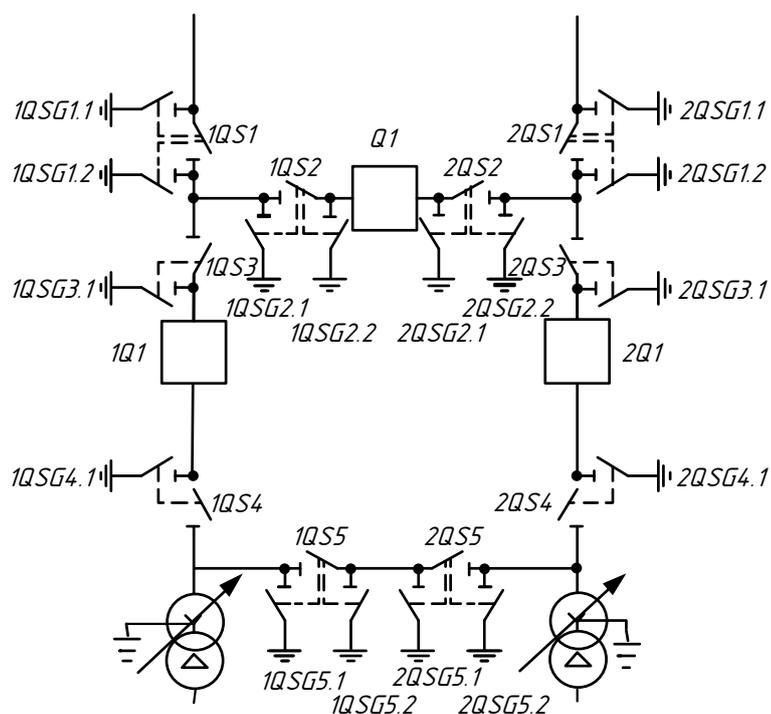


Рисунок 5 – Мостик с выключателем в цепях трансформаторов

При отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции. При заданной схеме присоединения подстанций к энергосистеме (двухстороннее питание) потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях. Транзит мощности будет потерян и при отказе выключателя в цепи (авто)трансформатора.

Установка второго последовательно включенного выключателя или переход к схеме четырехугольника для исключения погашения распределительного устройства нецелесообразна с технико-экономических позиций с учетом фактора надежности. К одной линии с двусторонним питанием рекомендуется подключать не более трех- четырех проходных подстанций, в том числе по условиям надежной работы релейной защиты в части селективности. При ремонте секционного выключателя схема позволяет сохранить транзит мощности по присоединенным линиям через ремонтную перемычку, а также сохранить в работе оба трансформатора при аварийном отключении одной из отходящих линий.

При прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, коммутация линии выполняется двумя выключателями. Поэтому схему мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов следует использовать в случаях значительной неравномерности графика нагрузки, когда может быть оправданы частые включения-отключения трансформаторов для снижения потерь мощности и электроэнергии в них.

На стороне НН подстанции принимаем решение о применении схемы 10-9 – «Одна рабочая, секционированная система шин» (Рисунок 6). Наличие попарно резервируемых линий (попарно резервируемые линии, подключенные к различным секциям распределительного устройства; при отключении одной линии ее нагрузка перераспределится на оставшуюся в работе линию), а также линий, резервируемых от других подстанций.

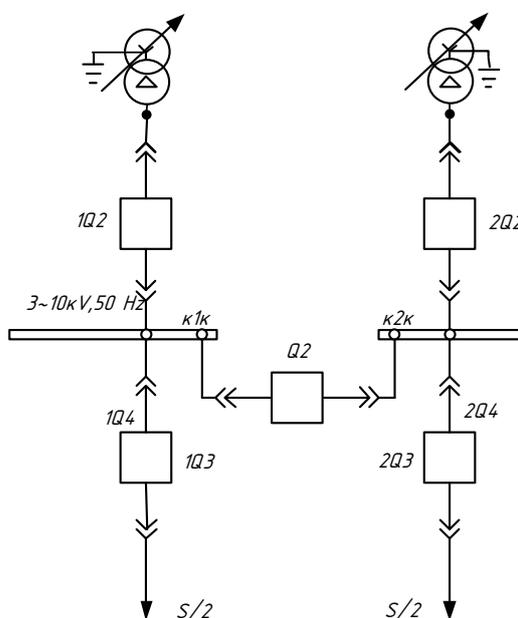


Рисунок 6 – Одна рабочая, секционированная выключателем система шин

При отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное погашение распределительного устройства. Установка второго последовательно включенного секционного выключателя для исключения погашения распределительного устройства нецелесообразна с технико-экономических позиций. Возможна в перспективе установка двух последовательно включенных секционных выключателей с включением в развилку из них одного присоединения (в том числе и нерезервируемого) для исключения погашения распределительного устройства при единичном отказе секционного выключателя без увеличения количества выключателей в схеме.

Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности при использовании современных элегазовых или вакуумных выключателей с пружинными приводами для подстанций с РУНН 10-35 кВ.

3.2 Расчет токов для выбора оборудования

Токи короткого замыкания на шинах ВН и НН для расчетных видов КЗ были получены в главе 2. Для корректного выбора оборудования необходимо, в том числе, рассчитать значения ударного тока КЗ, значение апериодической составляющей тока КЗ для расчетных точек.

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} \quad (6)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (7)$$

где I_{n0} - значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принимается 1,6);

Покажем расчет для шин ВН.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,794 \cdot 1,608 = 4,079 \text{ кА}$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,794 = 2,537 \text{ кА}$$

Определим максимальные рабочие токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН:

$$I_{1,2}^{вн} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (8)$$

$$I_{1,2}^{вн} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 88 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I_{3,4}^{10} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (9)$$

$$I_{3,4}^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ А}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_6^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}} \quad (10)$$

$$I_6^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 12} = 110 \text{ А}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов для выбора оборудования ПС

Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4
Шины ВН	1,794	2,537	4,079
Шины НН	4,674	6,609	10,627

3.3 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских условиях.

Распределительное устройство содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗА и средства учёта и измерения. На напряжении до 35 кВ ячейки изготавливают в виде шкафов, соединяемых боковыми стенками в общий ряд. В таких шкафах элементы с напряжением до 1 кВ выполняют проводами в твердой изоляции, а элементы от 1 до 35 кВ - проводниками с воздушной изоляцией.

Для напряжений выше 35 кВ воздушная изоляция не применима, поэтому элементы, находящиеся под высоким напряжением, помещают в герметичные камеры, заполненные элегазом. Ячейки с элегазовыми камерами имеют сложную конструкцию, внешне похожую на сеть трубопроводов.

Для КРУ 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.

Технические данные для выбранного типа КРУ представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Основные параметры шкафа КРУ серии КРУ-СЭЦ-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	27
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный ЭМ.

На напряжение 220 кВ распределительное устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке прием КРУЭ фирмы Siemens AG типа 8DN9 на базе компактного элегазового оборудования DTS, изображенные на рисунке 7 Технические данные шкафов указаны в таблице 7.

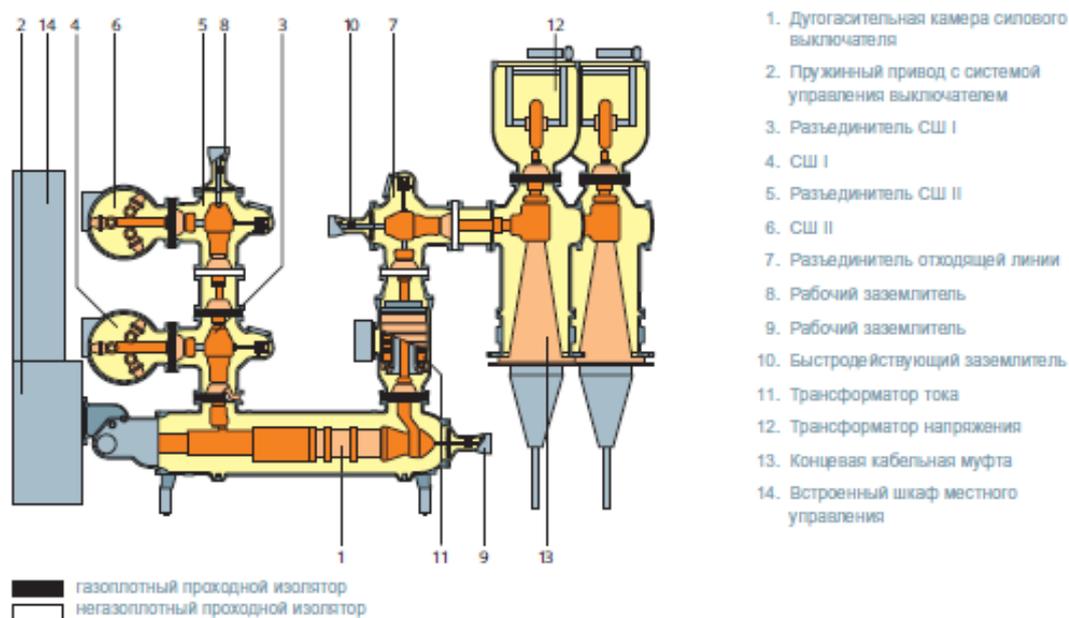


Рисунок 7 – Ячейка КРУЭ 220 кВ

КРУЭ производства Siemens AG спроектированы и сконструированы учетом наиболее целесообразного соотношения между технологическим исполнением, качеством материалов и мероприятиями по техническому обслуживанию и ремонту. Благодаря герметичному исполнению и системе мониторинга изоляции, в нормальных условиях эксплуатации оборудование практически не нуждается в техническом обслуживании до первой ревизии, срок которой заявлен не ранее чем через 25-30 лет.

Таблица 7 – Основные параметры КРУЭ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	242
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	40
Термическая стойкость, кА/с	120

3.4 Выбор выключателей.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} \tag{11}$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max}, \quad (12)$$

где i_{\max} – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (13)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{к.ВН} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) = 1,794^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 25,7 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.НН} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,674^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 174,7 \text{ кА}^2\text{с}$$

Проверку по тепловому импульсу выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл\text{выкл}}, \quad (14)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (15)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$i_{аном.ВН} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,8 \text{ кА}$$

$$i_{аном.СН} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 25 = 17,7 \text{ кА}$$

Таким образом, выбираем элегазовый выключатель в составе КРУЭ 220 кВ FG-245. Основные технические характеристики устанавливаемого выключателя приведены в таблице 8.

Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 9.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	2000	88

1	2	3
Номинальный ток включения/отключения, кА	31,5	1,794
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	25	2,537
Ток термической стойкости, кА	40	1,794
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	4800	25,7
Ток динамической стойкости, кА	102	4,079

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	2000	1312
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	4,674
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	28,2	6,609
Ток термической стойкости, кА	25	4,674
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2400	174,7
Ток динамической стойкости, кА	81	10,627

3.5 Проверка разъединителей

Расчет параметров для проверки разъединителей не отличается от расчета параметров выключателей, однако в нем отсутствует расчет на отключающую способность, так как разъединитель – устройство, которым оперируют без нагрузки.

Шкафы КРУ представляют собой конструкцию, состоящую из четырех отсеков: линейного отсека, отсека сборных шин, отсека выключателя и релейного отсека. В линейном отсеке, расположенном в нижней части шкафа и имеющем

доступ как с фасадной, так и с тыловой стороны шкафа, располагаются аппараты и приборы главных цепей. В задней верхней части шкафа расположен отсек сборных шин. В средней части расположен отсек выключателя, устанавливаемого на выкатную тележку. В передней верхней части шкафа, в релейном отсеке, располагаются аппаратура релейной защиты и вторичные цепи.

Конструкция КРУЭ включает разъединители отдельных шин в изолированных газовых отсеках для основной и резервной токоведущих шин. Разъединитель токоведущей шины располагается внутри отдельного газового отсека

3.6 Проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока необходимо выбрать в соответствии с максимальным рабочим током сетевых элементов и отходящих ЛЭП. Таким образом, работа трансформатора тока будет осуществляться в линейной области зоны насыщения в соответствии с вольт-амперной характеристикой ТТ.

Для начала, необходимо определить нагрузку вторичной обмотки трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (16)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают, что $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (17)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	10	ЦП 8506/120	1	1	1
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	5	5	5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

При определении нагрузки вторичной обмотки ТТ использованы параметры следующих приборов учета:

- многофункциональный счетчик ION 8600;
- счётчики PowerLogic ION8600.

На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (18)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (19)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (20)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 20 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (21)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{18,1}{5^2} = 0,72 \text{ Ом},$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (22)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от уровней напряжения РУВН и РУНН представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	L , м
1	2
220	100
10	50

Принимаем медный кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$ КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (23)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot (150 + 50)}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,4 + 0,05 = 2,75 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН выбираем ТТ в составе КРУЭ 220 кВ. Как правило, в КРУЭ применяются индуктивные трансформаторы тока с однополюсной изоляцией.

Трансформатор тока устанавливается со стороны подходящей линии электропередач. При необходимости, отсек трансформатора тока может быть встроен в любом месте ячейки выключателя или силового трансформатора.

Конструктивно шинопровод высокого напряжения образует первичную обмотку измерительного трансформатора. Количество вторичных обмоток рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и вторичной мощности нагрузки ТТ.

Предусмотрено несколько вариантов коэффициентов трансформации. Переключение происходит на отпайках вторичной обмотки, выведенных через газонепроницаемую панель. Газ, находящийся под давлением в отсеке, образует сам собой изоляцию. Таким образом, конструкция обеспечивает высокий, в соответствии с действующими НТД, уровень электромагнитной совместимости. Технические характеристики выбранного ТТ представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки во вводах РУ, А	300-600-1200	88
для установки в ячейке силового трансформатора, А	100-200-400 300-600-1200	88

1	2	3
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	1,794
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	4,079
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

Расчет для стороны НН аналогичен. На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-У2, технические характеристики ТТ 10 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки на отходящих линиях, А	150-300-600	110
для установки в ячейке силового трансформатора, А	1200-1500-3000	1312
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	4,674
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	10,627
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

3.7 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (24)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Также как при производстве выбора трансформатора тока, для проверки на параметры, по которым будет производиться дальнейшая проверка измерительных трансформаторов, необходимо рассчитать вторичную нагрузку трансформатора напряжения, указав мощности подключаемых измерительных приборов.

Измерительный трансформатор напряжения по устройству и принципу действия мало отличается от силового понижающего трансформатора. Разница лишь в том, что ТН рассчитываются на весьма малую мощность: нормальным режимом работы измерительного трансформатора напряжения является режим холостого хода.

Чем меньше нагружена вторичная обмотка трансформатора напряжения (другими словами, чем больше сопротивление в цепи вторичной обмотки), тем фактический коэффициент трансформации ближе к номинальному значению. Это особенно важно при подключении ко вторичной цепи измерительных приборов, так как коэффициент трансформации влияет на точность измерений. В зависимости от нагрузки один и тот же трансформатор напряжения может работать в разных классах точности: 0,5; 1; 3.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 14.

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	30
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14
Итого			128

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (25)$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + 96^2} = 160 \text{ ВА}$$

В КРУЭ 8DN9 каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	242	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	$220/\sqrt{3}$
Предельная мощность ТН, ВА	2500	160

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У. Технические характеристики представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	27	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	160

3.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

– для сети 220 кВ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (26)$$

$$U_{нрс}^{220} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ} ,$$

– для сети 10 кВ:

$$U_{нрс}^{10} = 12 \text{ кВ} .$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (27)$$

$$U_{нро}^{220} = \frac{243}{\sqrt{3}} = 146 \text{ кВ},$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{220} = 1,05 \cdot 146 = 153 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4):

$$U_{нро}^{220} = 1,4 \cdot 146 = 204 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 220 кВ составляет 340 кВ; для напряжения 10 кВ – 38,4 кВ.

Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (28)$$

где $U_{ост.к}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (29)$$

где $U_{исн50}$ - одноминутное испытательное напряжение (при $U_{ном}=110$ кВ - 240 кВ; для $U_{ном}=10$ кВ – 35 кВ);

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{ки}^{220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 340 = 584 \text{ кВ} ,$$

$$U_{оск.к}^{220} = \frac{584}{1,2} = 486 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ки}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ} ,$$

$$U_{оск.к}^{10} = \frac{60,13}{1,2} = 50,1 \text{ кВ} .$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но} \tag{30}$$

$$I_{вб}^{220} = 1,2 \cdot 1,794 = 2,153 \text{ кА}$$

$$I_{вб}^{10} = 1,2 \cdot 4,674 = 5,609 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \tag{31}$$

где $L_{ут.обор}$ - длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_{\text{э}} \cdot U_{нр} \tag{32}$$

где $\lambda_{\text{э}}$ - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор}^{220} = 2,8 \cdot 204 = 517 \text{ см} ,$$

$$L_{ут}^{220} = 1,2 \cdot 517 = 620 \text{ см} ,$$

$$L_{\text{ум.обор}}^{10} = 2,8 \cdot 6,93 = 19,4 \text{ см},$$

$$L_{\text{ум}}^{220} = 1,2 \cdot 20 = 23,3 \text{ см}.$$

Принимаем к установке на обмотку ВН силового трансформатора ограничители перенапряжения, входящие в комплектацию выбранного КРУЭ. Технические данные ОПН на стороне 220 кВ трансформатора приведён в таблице 17.

Таблица 17 - Характеристики ОПН в составе КРУЭ 220 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	220	242
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	253	254
Временное допустимое повышение напряжения, кВ	242	254
Длительность повышения напряжения, с	4	10
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	584	600
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	486	600
Ток взрывобезопасности, кА	2,153	65
Длина пути утечки оборудования, см	517	600

Для защиты от перенапряжений в КРУЭ устанавливается ОПН, выполненный в герметичном корпусе.

Конструктивно блок элегазового ОПН состоит из колонки варисторов, электростатических экранов и корпуса, помещенных в алюминиевый кожух, снабженный предохранительной мембраной и отделенный от остальных отсеков КРУЭ.

Принимаем к установке на обмотку НН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляцией. Выбранные ограничители имеют одноэлементную конструкцию, состоящую из последовательно соединенных дисков оксидно-цинковых варисторов, заключенных в герметичную полимерную изоляционную крышку. Устройства обеспечения взрывобезопасности мембранного типа выполнены в крышке ограничителя. Технические характеристики ОПН на стороне 10 кВ трансформатора приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Характеристики ОПН на стороне 10 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	12
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	38,4	45
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	50	50
Ток взрывобезопасности, кА	5,609	25
Длина пути утечки оборудования, см	23,3	43,5

3.9 Выбор ошиновки 220 кВ

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой однополюсно (пофазно) секционированное КРУЭ заводской готовности с использованием элегазовых выключателей.

Все части герметически защищены и изолированы от прикосновения к токоведущим частям закрытым металлическим заземленным корпусом. (Токоведущие части защищены от прикосновения герметичным металлическим заземлённым

ным корпусом.) Герметическая система, находящаяся под давлением, соответствует нормам утечки МЭК № 60694. Утечка элегаза составляет меньше чем 0,1 % в год.

Элегаз служит исключительно как изоляционная среда, а не как среда гашения дуги. Изоляционные расстояния достигаются исключительно за счет использования элегаза без использования других изолирующих материалов. Степень защиты первичных цепей составляет IP65. Секционирование достигается за счет использования литых корпусов, выполненных из коррозионно-стойкого алюминия.

Установка силового выключателя внутри ячейки выполнена таким образом, чтобы все ремонтные и эксплуатационные работы могли бы быть произведены в самые короткие сроки. Сборные шины при этих работах могут без отключения и без каких-либо ограничений находиться в эксплуатации. Каждая отдельная секция имеет свои собственные предохранительные мембраны, которые в случае возникновения внутренней дуги предотвращают неконтролируемый разрыв корпуса КРУЭ и ведут к направленному отводу находящихся под высоким давлением горячих газов. Предохранительные разрывные мембраны работают по следующему принципу: при возникновении аварийных режимов с нарастанием давления выше предельно допустимых значений мембрана разрезается скрещенными ножами, встроенными в корпус. При этом разница в давлении, выдерживаемом корпусом (10 000 hPa), и давлении срабатывания мембраны (3 600 hPa) имеет достаточный запас надежности.

Контроль давления осуществляется манометрами давления. Для отсека сборных шин каждой фазы предусмотрен отдельный манометр. Также каждый отсеки силового выключателя и отсеки кабельных подключений всех трёх фаз имеют общий манометр.

За счет минимального использования пластиковых изоляторов уменьшается вероятность пожара в случае возникновения дуги.

Все три полюса одной ячейки находятся на одном уровне друг за другом. При этом корпуса отдельных полюсов, куда встраиваются вакуумные камеры силового выключателя, находятся в вертикальном положении. Над ними находятся корпуса отсеков разъединителя и системы сборных шин.

Отсеки силового выключателя и сборных шин изолированы друг от друга газо-изолирующей перегородкой. Под отсеком силового выключателя находится отсек для проведения кабельных подключений. Эти отсеки составляют один газовый объем, который монтируется на несущей раме. На раме размещаются все три полюса. Лицевая панель представляет собой привод выключателя и трехпозиционного разъединителя-заземлителя с установленным наверху низковольтным шкафом.

Отсеки изготовлены из коррозионно-стойкого алюминия и смонтированы в один корпус с помощью уплотнительных колец, установленных между отдельными отсеками. Корпуса являются несущей конструкцией для частей, находящихся под напряжением.

Кабельное или шинное подключение производится снизу из кабельного канала и подвала. Для кабельного подключения используются штекерные соединения с внутренним конусом в соответствии со стандартом DIN EN 50181: 1997. Возможны исполнения для подключения одного или нескольких (2, 3, 4 или в комбинации) кабелей на фазу. Шинное подключение должно быть выполнено из шин с твердой или элегазовой изоляцией.

Сборные шины выполнены из плоской меди в соответствии с немецкими нормами DIN и выполнены как проходные без использования поперечных изоляционных перегородок. Они собираются из сборных шин отдельных ячеек. В качестве опорных изоляторов используются изоляторы из эпоксидной смолы с большим путем утечки. Все сборные шины имеют заземлитель с возможностью включения на КЗ. Контроль давления осуществляется манометрами с сигнальными контактами.

Переключки и спуски к оборудованию предусматриваются проводом АС-300/39 – номинальный ток 710 А. Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки приведены в таблице 20.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (33)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для А1 шин при 90° – 81 $\frac{А \cdot \sqrt{с}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 20 – Условия выбора гибкой ошиновки

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	364	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	300

3.10 Выбор ошиновки 10 кВ

Ошиновка КРУ является жесткой и выполняется из медных и алюминиевых коррозионностойких проводников (шин), имеющих скругленные края. Шины главных (первичных) цепей комплектных распределительных устройств наружного типа могут быть как изолированными, так и неизолированными (за исключением сложных схем цепей).

КРУ имеет системы сборных и линейных шин, которые монтируются в отдельных отсеках шкафов, разделенных металлической перегородкой.

Шкафы КРУ имеют одну общую систему сборных шин, к которой присоединяются высоковольтные коммутационные аппараты, трансформаторы, вводы и отводы воздушных и кабельных линии, другое высоковольтное оборудование. На них поступает электрическая энергия, которая затем распределяется к отходящим линиям. Система сборных шин может быть секционирована и иметь секционирующий выключатель. Шины для удобства использования окрашены в желтый, зеленый и красный цвет. Ячейки распределительного устройства жестко стыкуются между собой по сборным шинам, никаких переходных элементов не применяется.

В отсеке также размещаются проходные изоляторы и контакты. Заземление сборных шин выполняется с помощью заземляющего разъединителя, имеющего систему электромеханических блокировок от неправильных коммутаций. В таблице 21 представлены технические характеристики ошиновки КРУ.

Таблица 21 – Технические характеристики токопроводов ошиновки КРУ

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Рабочий ток, А	2500	1312
Ток динамической стойкости, кА	125	10,627
Ток термической стойкости, кА/с	50	4,674

Максимальный рабочий ток не более 1312 А, что соответствует номинальному току силового трансформатора с учётом коэффициента перегрузки 1,4.

Гибкая часть ошиновки на стороне 10 кВ (спуски с силовых трансформаторов до помещения КРУ) предусматривается проводом 2х(АС-600/72) – номинальный ток 2000 А (с учетом неравномерного распределения тока в пучке фазы). Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки 10 кВ приведены в таблице 22.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (34)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для Al шин при $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{147}}{90} = 134,7 \text{ мм}^2$$

Таблица 22 – Условия выбора гибкой ошиновки 10 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	1312	2000
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	4,674	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	10,627	64
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	134,7	2x600

В качестве опорных конструкций приняты опорные изоляторы с номинальным напряжением 10 кВ. Конструкция изоляторов исключает опасное сближение проводов при токах короткого замыкания.

3.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения

трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов 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. Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	0,78	30	23,4
Прочее	0,8	20	16
Итого		147	93

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (35)$$

$$S_{рас} = \sqrt{147^2 + 93^2} \cdot 0,8 = 139 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10/0,4.

3.12 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 12,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 11,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (36)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{252}{2,15} = 118,$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{252}{4,6} = 55.$$

в режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{252}{1,75} = 144.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{37}$$

$$n_{доб} = 144 - 118 = 26.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{38}$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 23$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Тmax}, \tag{39}$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Следовательно надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6 ;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач. В качестве зарядно-подзарядного устройства выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

3.13 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1.

Значения $I_{max p}$ и V_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	630	88
Ток термической стойкости, кА	40	1,794
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2500	25,7
Ток динамической стойкости, кА	40	4,079

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

В данной главе рассмотрен вопрос применения устройств релейной защиты и автоматики при подключении ПС 220 кВ КС-3 к ВЛ 220 кВ Нижний Куранх – НПС-15.

Произведены выбор и расстановка микропроцессорных комплектов защиты силового трансформатора подстанции и защиты ошиновки 220 кВ. Также выбраны устройства автоматики выключателей на стороне ВН проектируемого объекта.

4.1 Выбор защит силового трансформатора

Для защиты силового трансформатора рассмотрим ДЗТ на базе микропроцессорного терминала RET670.

В интеллектуальных электронных устройствах (ИЭУ) RET670 реализованы решения для защиты с предварительной конфигурацией или конфигурируемые в соответствии с требованиями заказчика для применения на любых типах трансформаторов и токоограничивающих реакторов. Устройство RET670, конфигурируемое в соответствии с требованиями заказчика, дает возможность гибкого выбора функциональных возможностей в полном соответствии с этими требованиями. Варианты устройства RET670 с предварительной конфигурацией упрощают работу с ними, поскольку уже содержат базовый набор функций и предварительную конфигурацию. С целью расширения функциональных возможностей ИЭУ RET670 в состав могут добавляться дополнительные функции для выполнения специфических требований, определяемых конкретной моделью трансформатора или токоограничивающего реактора.

Устройство RET670 обеспечивает исключительно быстродействующую дифференциальную защиту с автоматическим согласованием по коэффициенту трансформации ТТ и компенсацией групп соединений, что делает его идеальным решением для большинства применений. Кроме этого, одно ИЭУ RET670 может быть модифицировано для построения двух комплектов дифференциальной за-

щиты. Данное ИЭУ спроектировано для корректного функционирования в широком диапазоне частот, чтобы адаптироваться к изменениям частоты в энергосистеме при возмущениях, а также при пусках и остановках генераторов. Для устройства характерны очень низкие требования к трансформаторам тока и отсутствие необходимости использования промежуточных трансформаторов тока.

В устройстве RET670 также реализованы несколько функций локального и дистанционного управления аппаратами на всех сторонах трансформатора. Оперативная блокировка на уровне присоединения и станции обеспечивает безопасность персонала и позволяет избежать опасных операций с коммутационными аппаратами.

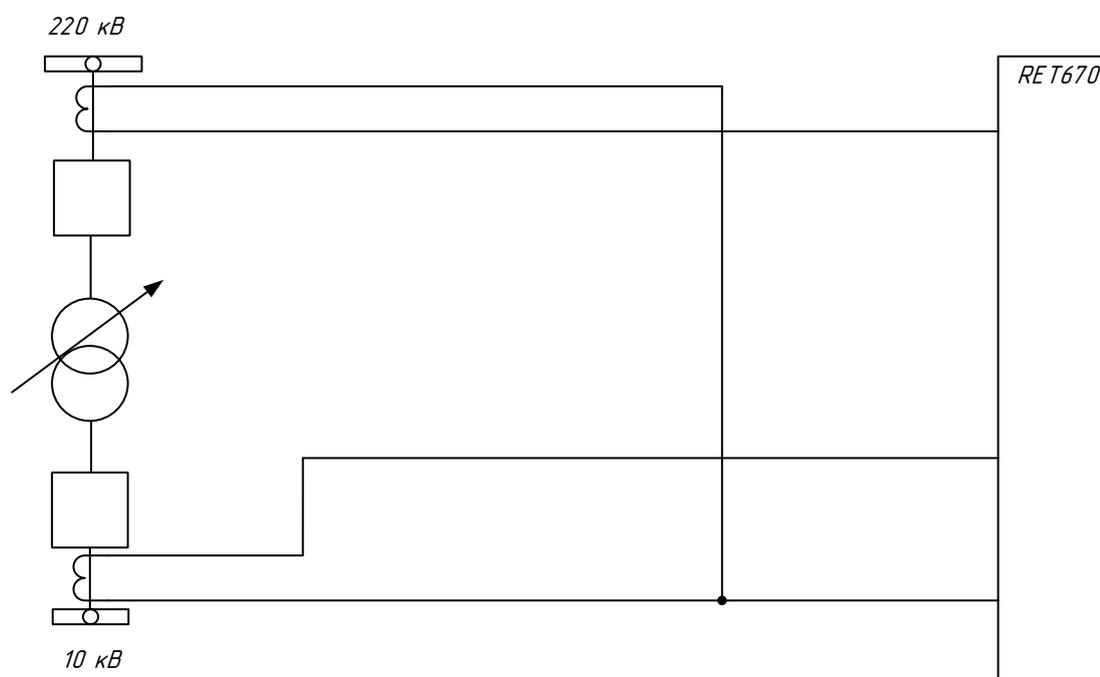


Рисунок 8 – Принципиальная схема подключения RET670 к защищаемому трансформатору

4.2 Расчет защит силового трансформатора

4.2.1 Расчет ДЗТ на базе терминала RET670

Требуется выполнить расчет уставок дифференциальной защиты на терминале RET 670 (фирмы «ABB») для защиты трёхобмоточного силового трансформатора.

Первое, что необходимо выполнить, это проверить обеспечивается ли цифровое выравнивание токов плеч защищаемого трансформатора, для этого определяем первичные номинальные токи:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} \quad (40)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} \quad (41)$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 63 \text{ A}$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ A}$$

Определяем вторичные номинальные токи на сторонах трансформатора с учетом установки группы ТТ «звезда» со всех сторон защищаемого трансформатора, т.е. $K_{\text{сх}}=1$ на всех сторонах трансформатора.

$$I_{\text{номВН.втор}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot k_{\text{схВН}}}{k_{\text{ттВН}}} \quad (42)$$

$$I_{\text{номНН.втор}} = \frac{I_{\text{номНН}} \cdot k_{\text{схНН}}}{k_{\text{ттНН}}} \quad (43)$$

$$I_{\text{номВН.втор}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot k_{\text{схВН}}}{k_{\text{ттВН}}} = \frac{63 \cdot 1}{30} = 2,09 \text{ A}$$

$$I_{\text{номНН.втор}} = \frac{I_{\text{номНН}} \cdot k_{\text{схНН}}}{k_{\text{ттНН}}} = \frac{1375 \cdot 1}{300} = 4,58 \text{ A}$$

По таблице 25 выбираем номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты и относительную погрешность выравнивания.

Таблица 25 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов

Вторичный ток в номинальном режиме, А	Номинальный ток входа устройства, А	Относительная погрешность выравнивания
1	2	3
5-20	5	0,03
1-5	5	0,02
0,5-1	1	0,02
0,125-0,5	1	0,03
0,1-0,125	1	0,05

Далее необходимо оценить обеспечение цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора. Определяем расчетный коэффициент небаланса, по уточненному выражению:

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 + (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2} \quad (44)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, выбирается по таблице 7;

ε - относительная погрешность ТТ (10%);

$\Delta U_{\text{рег}}$ - относительная погрешность регулирования РПН (16%);

$\Delta f_{\text{выр}}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч.

$$K_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 + (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,214$$

Таблица 26 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов

Тип защищаемого объекта			Кпер
1	2	3	4
ТСН электростанций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе мощные двигатели напряжением 6-10 кВ			1,5
Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электростанций			1,7
Трансформаторы электрических сетей и автотрансформаторы, не имеющие в составе нагрузки мощных двигателей или синхронных компенсаторов	Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА	Со стороны НН нет токоограничивающих реакторов	1,0
		Со стороны НН есть токоограничивающие реакторы	1,2
	Силовые трансформаторы мощностью более 63 МВА		1,5

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания I_{dmin} :

$$I_{dmin} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot EndSection1 \quad (45)$$

$$I_{dmin} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot EndSection1 = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,15 = 0,3$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,2);

$EndSection1$ - ток начала торможения принимается равным 1,15 по рекомендациям фирмы «ABB».

Следующие параметры и уставки для терминала RET 670 принимаются в соответствии с рекомендациями фирмы «ABB»:

- параметр SlopeSection3 = 50%;
- параметр StabByOption- «всегда»;
- параметр I2 / I1 ratio=14 %;
- параметр I5 / I1 ratio=25 %.

Результаты расчетов и выбранных параметров сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – результаты расчета ДЗТ

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение по умолчанию	Выбранное значение
1	2	3	4	5
EndSection1	о.е.	0,20-1,50	1,25	1,15
Idmin	о.е.	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	о.е.	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
IdUnre	о.е.	1,00-50,00	10	7,4
I2/I1 Ratio	%	5-100	15	14
I5/I1 Ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	-	on;off	on	off
SOTFMode	-	on;off	on	off
NegSegDiffEn	-	on;off	on	off
OpenCNEnable	-	on;off	on	off

По выбранным параметрам построим характеристику срабатывания ДЗТ (Рисунок 9).

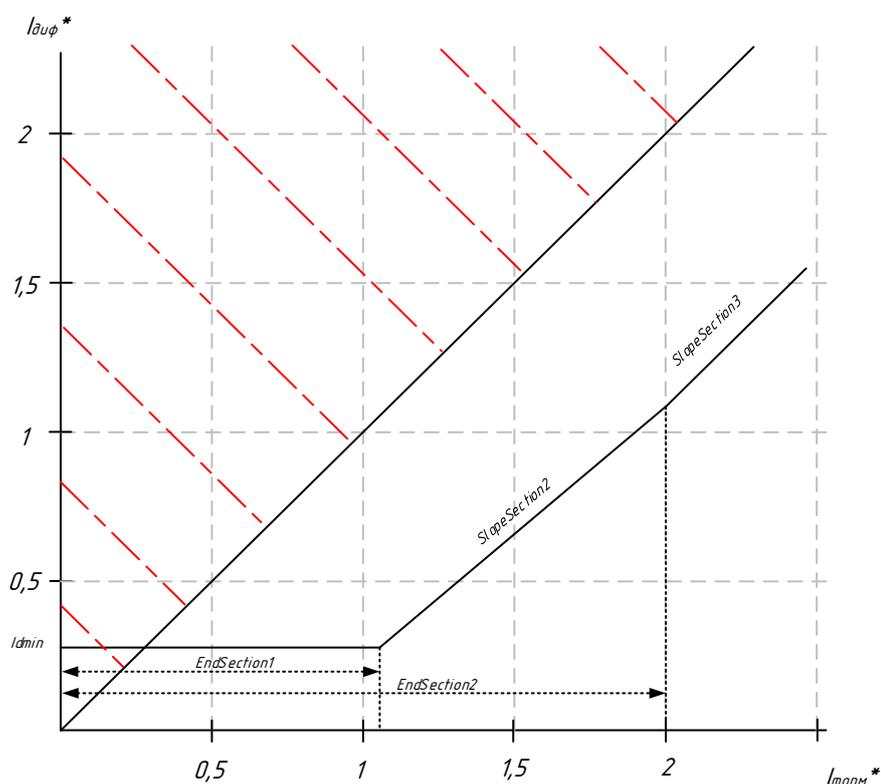


Рисунок 9 – Характеристика срабатывания ДЗТ

4.2.2 Описание и расчет технологических и резервных защит

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (46)$$

$$I_{MTЗ.BH} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max.BH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 63 = 119 \text{ A}$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5 для городских сетей;

k_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MTЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t \quad (47)$$

$$t_{MTЗ} = t_{осн} + t_{несим} + \Delta t = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Защита от перегрузки.

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки.

- На двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны.
- На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- На трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном} \tag{48}$$

$$I_{сз.п} = k_{отс} \cdot I_{ном.тр.ВН} = 1,1 \cdot 63 = 69 \text{ А}$$

где $k_{отс}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;
 $I_{ном}$ — номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

Время срабатывания защиты от перегруза, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9-10 секунд.

4.3 Выбор и расчет защиты ошиновки трансформатора

В качестве защиты сборных шин (ошиновки) электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин [12].

Для защиты ошиновки силовых трансформаторов ПС 220 кВ Амгинская рассмотрим к установке шкаф типа ШЭ2607 051051. Шкафы типов ШЭ2607 051051 предназначены для защиты ошиновок трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110...750 кВ, для защиты ошиновок напряжением 110 кВ и выше одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор, а также для защиты сборных шин с фиксированным присоединением элементов с числом защищаемых присоединений не более четырех.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного комплекта. Каждый комплект содержит:

- реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;

- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику “очувствления” ДЗО;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты генератора;
- цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А. Схема подключения терминала ДЗО к цепям ТТ представлена в графической части работы, расчет параметров срабатывания защиты представлен в приложении А.

4.4 Сетевая автоматика

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети. В рамках ВКР будет описано действие устройств АПВ.

4.4.1 Автоматическое повторное включение

Устройства АПВ на ПС КС-3 предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

На ПС 220 кВ КС-3 предусмотрено автоматическое повторное включение:

- 1) ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – КС-3 и ВЛ 220 кВ НПС-15 - КС-3;
- 2) шин 220 кВ;
- 3) силовых трансформаторов;
- 4) присоединений потребителей в части ПС КС-1.

В соответствии с ПУЭ [8] устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможностью многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

На ПС 220 кВ КС-3 применяется устройство трёхфазного АПВ. Устройства ТАПВ должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты. Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее — если это допустимо по условиям работы выключателя).

На ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – КС-3 и ВЛ 220 кВ НПС-15 - КС-3 предусмотрены следующие виды АПВ:

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с контролем и улавливанием синхронизма (ТАПВ КС, УС).

Рассмотрим однократное трехфазное АПВ линий с двусторонним питанием. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}; \quad (49)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}; \quad (50)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зап.}; \quad (51)$$

где $t_{г.п.}$ - время готовности привода, равное 0,5 с.;

$t_{д.с.}$ - время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{вкл.Q}$ - время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{гот.Q}$ - время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{в.защ.}$ - время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{зап.}$ - время запаса, равное 0,5 с;

$t_{P3макс}$ - максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{откл.Q}$ - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{наузыл}$ - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,05 + 0,5 = 0,75 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 2 - 0 + 0,8 - 0,8 - 0,05 + 0,3 - 0,3 = 1,95 \text{ с};$$

Для того чтобы порядок подачи команд от устройств АПВ на выключатели можно было изменять по мере необходимости, дополнительно устанавливаются устройства контроля отсутствия напряжения на линии – КОН, и контроля наличия напряжения – КНН.

4.4.2 Автоматическое включение резервного питания

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

На ПС 220 кВ КС-3 имеется необходимость рассчитать параметры срабатывания устройства АВР для бесперебойного питания потребителей, в силу необходимости обеспечения высокой надежности электроснабжения. Будут выбраны параметры настройки по напряжению срабатывания и времени срабатывания.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} \quad (52)$$

$$U_{c.p.l} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (53)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (54)$$

где $t'_{p.z.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{p.z.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 2,5 + 0,675 = 3,175 \text{ с}; \quad t_{1AKQ} = 0,5 + 0,675 = 1,175 \text{ с.}$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n \cdot k_v \cdot n_{TV}} = \frac{0,1 \cdot U_{ном}}{k_n \cdot k_v \cdot n_{TV}}, \quad (55)$$

где k_n – коэффициент надежности ($k_n=1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение ;

n_{TV} – коэффициент трансформации ТН, равный 600/5 .

$$U_{cp2} \geq \frac{0,1 \cdot 10}{1,2 \cdot 0,8 \cdot 120} = 0,01 \text{ кВ};$$

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$T_{УРОВ} = t_{вкл. Q} + t_{зан.}, \quad (56)$$

где $t_{зан.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса;

$t_{вкл. Q}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,05с.

$$T_{УРОВ} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с.}$$

4.4.3 Устройство резервирования отказа выключателя

На проектируемом объекте необходимо предусмотреть УРОВ для всех выключателей 220 кВ. В составе шкафа АУВ БЭ2704 функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит с контролем РПВ, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Выбор принципа действия УРОВ производится с помощью программной накладки.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержки времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени для учёта перехода

КЗ с одной двухцепной линии на другую и равен времени отключения двух выключателей. Кроме того необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчёта времени. В связи с вышеизложенным выдержка времени УРОВ может быть принята равной (0,2-0,3) с, что улучшает условие сохранения устойчивости энергосистемы и уменьшает выдержки времени резервных защит.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателями и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания-от 0,05 до $0,1 I_{i\text{ii}}$ присоединения. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки по току срабатывания реле тока УРОВ(отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться при выборе уставок.

5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

5.1 Анализ компоновки подстанции

Распределительные устройства 220 кВ и 10 кВ выполнены закрытого типа. Общеподстанционный пункт управления располагается в отдельностоящем здании с расположенным в нем залом релейных панелей.

Защита силового оборудования 220 кВ и 10 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений производится посредством ОПН, выбор которого представлен в главе 3 данной ВКР.

На проектируемом объекте применяется аппаратура РЗА, АСУ и связи, выполненная на микропроцессорной базе. Весь набор аппаратуры вторичной коммутации в части 220 кВ установлен в общеподстанционном пункте управления в зале релейных панелей, в части 10 кВ аппаратура расположена в составе ячеек КРУ 10 кВ.

5.2 Характеристика заземляющего устройства

На ПС 220 кВ КС-3 предусматривается новое заземляющее устройство подстанции. Заземляющее устройство выполняется общим для напряжения 220 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ.

Проектируемое заземляющее устройство представляет собой наружный контур заземления ПС 220 кВ КС-3, который состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальные заземлители выполняются из стальной полосы сечением 40х4 мм, прокладываемой на глубине 0,5 м от поверхности земли и представляют собой сетку, служащую также для выравнивания потенциала по площадке ОРУ, вокруг здания ОПУ, ЗРУ подстанции.

Прокладка продольных и поперечных горизонтальных заземлителей выполнена в соответствии с ПУЭ. Для выравнивания потенциалов на входе и на въезде на территорию подстанции проложить — проводники на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубину 1 и 1,5 м соответственно и соединить эти проводники с заземлителем в соответствии с ПУЭ.

В качестве вертикальных заземлителей (электродов) используется угловая сталь 50x50x5 мм² длиной 5 м. Протяженность горизонтальных заземлителей и количество вертикальных принято исходя из характеристик грунта в месте расположения подстанции.

К контуру заземления подстанции присоединяются все металлические части оборудования и строительных конструкций. Все соединения внутреннего и наружного контура заземления, горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой, выполняется сваркой внахлест.

Сопротивление заземляющего устройства ПС 220 кВ КС-3 в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

5.3 Расчет заземляющего устройства

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c \quad (57)$$

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_r = \left(\frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (58)$$

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1.5l}{h_3 d} \right) \right) = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (59)$$

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02(4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B} \quad (60)$$

$$R_M = \frac{R_B R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B} = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 50 \text{ м; } B = 50 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) \quad (61)$$

$$S = (A + 2 \cdot 1.5)(B + 2 \cdot 1.5) = (50 + 3)(50 + 3) = 2809 \text{ м}^2$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 5$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \text{ м};$$

$$L_r = (50 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (50 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1124 \text{ м}.$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (62)$$

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6.$$

Принимаем $m=11$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m+1) = 2\sqrt{2809} (11+1) = 1272 \text{ м}.$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} = \frac{4\sqrt{2809}}{5} = 42.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (63)$$

$$R_{ПС} = \rho_s \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) = 140 \left(\frac{0,15}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1272 + 42 \cdot 5} \right) = 0,491,$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия, принимается по таблице [17] и зависит от отношения:

$$\frac{I_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A=0,15.$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}} \quad (64)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}} = \frac{6.5 \cdot 0,491}{6.5 + 0,491} = 0,456 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (65)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,315,$$

где $I_m=55$ А – среднестатистическое значение тока молнии

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}} \quad (66)$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат} = 1,315 \cdot 0,456 = 0,6 \text{ Ом.}$$

5.4 Грозоупорность ОРУ

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки: $Z_{ош} = 318,762 \text{ Ом.}$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \quad (67)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (68)$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} = e^{-0,04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя: $R_u = 0,399 \text{ Ом;}$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (69)$$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130,13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}} \quad (70)$$

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} = e^{-0,04 \cdot 130,13} = 0,0055.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ): $p_{\alpha} = 0,005$.

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы: $\eta_{np} = 0,9$.

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях: $\eta_{on} = 0,9$.

Максимальная высота сооружения на ПС: $h_c = 6,3$ м.

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при $h_c \leq 30$:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (71)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 5 \cdot 6,3 - \frac{2 \cdot 6,3^2}{30} = 28,9 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} \quad (72)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6} \quad (73)$$

$$N_{ny} = 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 28,9) \cdot (60 + 2 \cdot 28,9) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = 4,13 \cdot 10^{-3}$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозовых разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (74)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{4.13 \cdot 10^{-3}} = 242 \text{ года.}$$

5.5 Расчет молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры ОРУ ПС 220 кВ КС-3: ширина – 50 м; длина – 50 м.

Территория распродустройства подстанции защищается от ПУМ тремя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 30,6 \text{ м,}$$

$$h_2 = 30,6 \text{ м,}$$

$$h_3 = 40,3 \text{ м,}$$

$$h_4 = 40,3 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 35 \text{ м,}$$

$$L_{14} = 37 \text{ м,}$$

$$L_{23} = 30 \text{ м,}$$

$$L_{34} = 40 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}i} = 0.85h_i \quad (75)$$

$$h_{\text{эф}1} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 40,3 = 34,255 \text{ м;}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (76)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002h_1)h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 40,3)40,3 = 41,082 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x=4,9$ м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right)$$

$$r_{x1} = r_{01} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 1}} \right) = 41,082 \left(1 - \frac{4,9}{34,255} \right) = 35,205 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$\begin{aligned} h_{cx12'} &= h_{\phi 1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_1)(L_{12} - h_1) = \\ &= 26,01 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,6)(35 - 30,6) = 25,222 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_{cx12''} &= h_{\phi 2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_2)(L_{12} - h_2) = \\ &= 26,01 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,6)(35 - 30,6) = 25,222 \text{ м}; \end{aligned}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = \frac{25,222 + 25,222}{2} = 25,222 \text{ м};$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 31,787 \cdot \frac{25,222 - 4,9}{25,222} = 25,612 \text{ м};$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 31,787 \cdot \frac{25,222 - 4,9}{25,222} = 25,612 \text{ м};$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = \frac{25,612 + 25,612}{2} = 25,612 \text{ м};$$

Остальные параметры рассчитаны в Приложении Б.

6 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Среди множества фирм производителей устройств РЗА были выбраны устройства фирм АББ и Радиус автоматика. Марки выбранных микропроцессорных терминалов, а также поставляемые комплектующие и ПО приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Марка терминала	Количество, шт	Цена за шт, руб.
1	2	3	4
АВВ	RET670 (рез)	2	690000
АВВ	RET670 (осн)	2	987000
ПО и документация	RET670	2	93574
Радиус автоматика	Сириус-УВ	4	154934
ПО и документация	Сириус-УВ	1	63248

6.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗиА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обp}} + K_{\text{CMP}} + K_{\text{np}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (77)$$

где $K_{\text{обp}}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

K_{CMP} - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

K_{np} - прочие затраты;

$k_{инф}$ - коэффициент инфляции.

Таблица 29 - Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 110-750 кВ, включая ПС 110/20/10 кВ	100	51	37	12

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{обр} = (690000 \cdot 2 + 987000 \cdot 2 + 93574 \cdot 2 + 154934 + 63248) \cdot 3,8 = 3914264 \text{ руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,51} = \frac{3914264}{0,51} = 7675027 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{стр} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 7675027 = 2839760 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{пр} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 7675027 = 921003 \text{ руб.}$$

6.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{р\acute{э}} + И_{ам} \quad (78)$$

Амортизационные отчисления - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$И_{ам} = \frac{К}{T_{сл}}, \quad (79)$$

где $К$ – капиталовложения;

$T_{сл}$ – срок службы оборудования ($T_{сл} = 20$ лет).

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$И_{р\acute{э}} = \alpha_{ор\acute{э}} \cdot К, \quad (80)$$

где $\alpha_{ор\acute{э}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{ор\acute{э}} = 0,0155$)

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$И = \alpha_{ор\acute{э}} \cdot К + \frac{К}{T_{сл}} = 0,0155 \cdot 7675027 + \frac{7675027}{20} = 502714 \text{ руб.}$$

6.4 Стоимостная оценка результатов

Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (81)$$

где $W_i = 438000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pi} = W_i \cdot T_i = 438000 \cdot 179,4 = 78,58 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{7675027}{78580000} = 0,098.$$

В результате реализации технико-экономической оценки был сделан вывод о скорейшей окупаемости проекта. Сам по себе процесс установки устройств сохранения надежности, а именно, устройств РЗА, приводит к уменьшению недоотпуска электрической энергии и сохранению надежных поставок, а значит, стабильному доходу предприятия электроэнергетики.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

На подстанции 220 кВ КС-3 установлено 2 трансформатора ТДН-25000/220 УХЛ1; РУ ВН выполнено в виде КРУЭ фирмы Siemens AG типа 8DN9 на базе DTC, РУ НН представлено в виде КРУ серии СЭЩ-63.

В целях оценки безопасности проекта необходимо охарактеризовать уровень промышленной безопасности на объекте, электроснабжение которого осуществляет ПС 220 кВ КС-3, а именно компрессорная станция КС-3.

Для анализа воздействия на окружающую среду маслonaполненного оборудования, произведем расчет маслоприемника для силовых трансформаторов, установленных на ПС 220 кВ КС-3.

В целях предотвращения чрезвычайных ситуаций на объекте рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объектах компрессорных станций, в частности на КС-3.

7.1 Безопасность

Рассмотрим основные требования безопасности на компрессорной станции, питающейся от ПС 220 кВ КС-3.

В помещениях компрессорных установок не допускается размещать аппаратуру и оборудование, технологически и конструктивно не связанные с компрессорами.

Не допускается размещение компрессоров в помещениях, если в смежном помещении расположены взрывоопасные и химически опасные производства, вызывающие коррозию оборудования и вредно воздействующие на организм человека.

В отдельных случаях компрессорные установки производительностью до $10 \text{ м}^3/\text{мин}$ с давлением воздуха до $8 \text{ кгс}/\text{см}^2$ могут устанавливаться в нижних этажах многоэтажных производственных зданий при наличии достаточной расчетной прочности перекрытий, обеспечивающей невозможность их разрушения в случае аварий. Эти установки отделяются от производственных участков глухими несгораемыми стенами.

Не допускается установка компрессорных установок под бытовыми, административными и подобными им помещениями.

Проходы в машинном зале должны обеспечивать возможность монтажа и обслуживания компрессора и электродвигателя и должны быть не менее 1,5 м, а расстояние между оборудованием и стенами зданий (до их выступающих частей) - не менее 1 м.

Полы помещения компрессорной установки следует выполнять из несгораемого износостойчивого материала, ровными с нескользящей поверхностью, маслоустойчивыми.

Двери и окна помещения компрессорной установки должны открываться наружу.

В помещении компрессорной установки следует предусматривать площадки для проведения ремонта компрессоров, вспомогательного оборудования и электрооборудования. Для выполнения ремонтных работ на компрессорной установке помещения следует оборудовать соответствующими грузоподъемными устройствами и средствами механизации.

В помещении компрессорной установки следует предусматривать специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п. а также для хранения недельного запаса масла.

Помещение компрессорной установки следует оснащать вентиляцией в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по промышленной безопасности.

Каналы и проемы в компрессорном помещении следует закрывать вровень с полом съемными плитами. Проемы, углубления и переходы, которые не закрываются, следует ограждать перилами высотой не менее 1 м с расположенной внизу сплошной металлической зашивкой высотой 15 см. Полы площадок и ступени лестниц следует изготавливать из рифленой стали.

Все трубопроводы компрессорной установки должны отвечать требованиям нормативно-технических документов по промышленной безопасности.

7.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [8]:

– габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

– объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин;

– устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

– маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного

объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

Для проектируемой подстанции проведем расчет размеров маслоприемника для силового трансформатора ТДН-25000/220 УХЛ1. Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик автотрансформатора и занесены в таблицу 31.

Таблица 31 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора ТДН-25000 УХЛ1

Полная масса трансформатора, т	Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
1	2	3	4	5
29,2	14,1	7,35	3,5	8,4

Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние Δ от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [3].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (82)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (83)$$

где A и B -длина и ширина автотрансформатора соответственно;

A' и B' -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 7,35 + 2 \cdot 1,5 = 10,35 \text{ м}$$

$$B' = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = A' \cdot B' \tag{84}$$

$$S_{МП} = 10,35 \cdot 6,5 = 67,3 \text{ м}^2$$

Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \tag{85}$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;
 $h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;
 $h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \tag{86}$$

где $V_{ТМ}$ - объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (87)$$

где ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла равная $890 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

$$V_{TM} = \frac{14100}{890} = 15,8 \text{ м}^3$$

$$h_{TM} = \frac{15,8}{67,3} = 0,23 \text{ м}$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}} \quad (88)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (89)$$

где $I=0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ – секундный расход воды, $t=30 \text{ мин}=1800\text{с}$;

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (90)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 8,4 \cdot (3,5 + 8,4) = 199,9 \text{ м}^2$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (67,3 + 199,9) = 76,9 \text{ м}^3$$

$$h_{H_2O} = \frac{76,9}{67,3} = 1,1 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 1,1 = 1,63 \text{ м}$$

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость [33].

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло [8].

7.3 Предупреждение и ликвидация ЧС

Рассмотрим основные действия оперативного персонала подстанции в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

Чрезвычайные ситуации, аварии, катастрофы на самом деле явление не редкое, поэтому персоналу всех предприятий, где есть опасность взрыва, возгорания, утечки ядовитых веществ и т.п., всегда нужно быть готовым к их предотвращению либо ликвидации их последствий.

Если авария все-таки произошла, важно немедленно оповестить об этом всех работников предприятия и население жилого поселка или района, прилегающего к данному предприятию.

Несмотря на то, что чрезвычайные случаи на электрических подстанциях случаются сравнительно редко, последствия их бывают, к сожалению, значительными по масштабу. Обычно они устраняются с помощью специализированных автоматических устройств, но иногда необходимо вмешательство оперативного персонала.

Какими же должны быть действия персонала в аварийной ситуации? Что нужно делать для ликвидации аварий?

- выполнять необходимые для отделения поврежденного оборудования переключения, предупреждая таким образом развитие аварии;
- устранять возможную опасность для персонала;
- локализовать и ликвидировать очаги возгорания, если таковые возникнут;
- восстановить электроснабжение потребителей в кратчайший срок;
- выяснить состояние отключившегося оборудования, принять меры по его включению в работу или ремонту.

Скорость ликвидации аварийной ситуации главным образом зависит от действий оперативного персонала, работающего на объектах энергетики, от степени взаимодействия диспетчеров предприятий электросетей.

Именно поэтому права и обязанности по ликвидации аварий четко распределены между оперативным персоналом различных ступеней диспетчерского управления, что отражено в следующих положениях:

- оперативному персоналу станций и подстанций разрешается самостоятельно производить мероприятия по ликвидации аварий, а также предупреждению развития уже произошедших аварий, если данные мероприятия не предполагают координации действий оперативного персонала смежных с аварийным энергообъектов;
- оперативный персонал в течение всего времени ликвидации обязан поддерживать связь с вышестоящим дежурным и оперативно передавать ему необходимую для ликвидации информацию, особенно если авария затрагивает ряд энергетических и участков сетей;
- диспетчеры электросетей и энергосистемы должны во время ликвидации непрерывно контролировать действия подчиненного персонала и оказывать ему посильную помощь.

При ликвидации оперативный персонал должен выполнять все операции без нарушения установленного порядка переключений и принятых на данном производственном участке правил безопасности. При этом оперативный персонал должен уметь быстро ориентироваться в текущей ситуации. Необходимо полностью восстановить работоспособность схемы подстанции, и не допустить ошибок, которые могли бы позволить аварии развиваться дальше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование устройств РЗА ПС 220 кВ КС-3 «Амгинская». Заходы на вновь проектируемую ПС выполнены по ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16. Проектируемая ПС расположена в Южном регионе Республики Саха (Якутия). Строительство ПС 220 кВ КС-3 вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение проектируемой компрессорной станции КС-3 «Амгинская».

Подстанция располагается за пределами ограждения КС-3. Исполнение Подстанции принято в виде КРУЭ и открытой установкой двух силовых трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА. Выключатели 220 кВ приняты элегазовые в составе КРУЭ. Для обслуживания выключателей используются специальные площадки. Трансформаторы тока 220 кВ приняты встроенные однополюсные элегазовые. Здание ОПУ принято модульного типа с помещением для оперативного персонала (без постоянного пребывания персонала), оборудованное средствами связи.

Ошиновка открытой части 220 кВ – гибкая. Ошиновка со стороны 10 кВ для связи с ЗРУ 10 кВ принята гибкая.

Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, установленных в комплектных однострансформаторных подстанциях наружной установки на территории ПС 220 кВ КС-3.

Для освещения ПС предусматривается установка прожекторной мачты на территории ОРУ. Молниезащита выполняется молниеотводами, установленными на порталах 220 кВ и на прожекторной мачте.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей (оцинкованная полоса 40х4 мм) и

вертикальных электродов (оцинкованный круг диаметром 18 мм). Сопротивление ЗУ не более 0,5 Ом.

Оборудование, расположенное на ОРУ, устанавливается на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

В части проектирования устройств РЗА силовых трансформаторов ПС 220 кВ КС-3 были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы АВВ. Расчёт уставок выбранных защит осуществлён согласно действующим руководящим указаниям и рекомендациям фирм-изготовителей. В проекте рассматриваются вопросы выполнения комплексов релейной защиты с использованием многофункциональных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики элементов ПС. Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА являлось выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов.

Были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части экологической безопасности был произведен расчет маслоприемника силовых трансформаторов. При рассмотрении вопроса экологичности были рассчитаны габаритные размеры маслоприемника, рассмотрены необходимы мероприятия по его обслуживанию и технической эксплуатации. Были рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики, книга вторая, 2012.
- 2 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. М.: 2008.
- 3 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика. М.: 1978.
- 4 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: 2000.
- 5 Пивняк Г.Г. Шкарбец Ф.П. Горбунов Я.С. / Релейная защита электроустановок на открытых горных работах, 1992, - С. 12-14.
- 6 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.- СО 153-34.20.501-2003.
- 7 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2008.
- 8 Сборник руководящих указаний по релейной защите. Выпуск 1-7, 9-136. 1961 – 1985.
- 9 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и М.Н. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 10 Тутевич В.Н. Телемеханика, учебное пособие для вузов. М.: 1985.
- 11 Удрис А.П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636. М.: 1988.
- 12 Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: 1974.
- 13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015
- 14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.04.2018).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Межгосударственный стандарт система стандартов безопасности труда шум. Трансформаторы силовые масляные нормы и методы контроля, ГОСТ 12.2.024-87, 2001.