

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расширение открытого распределительного устройства
напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10 Ключевая Амурской области

Исполнитель
студент группы 242 об1 _____ М.С. Ширяев
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ А.Г. Ротачева
(подпись, дата)

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ Н.Н. Козлов
(подпись, дата)

Технический контроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
(подпись, дата)

Рецензент _____
(подпись, дата)

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ширяева Михаила Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Расширение открытого
распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10
Ключевая Амурской области

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

На выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Ширяева

Имя Михаила

Отчество Сергеевича

Специальность Электроэнергетика и электротехника

Тема выпускной квалификационной работы: Расширение открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10 Ключевая Амурской области

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью

2. Достоинства работы

3. Недостатки работы

4. Масштабы и характер использования специальной литературы _____

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника _____

7. Актуальность и новизна дипломной работы (проекта) _____

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы _____

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

Рецензент _____
должность, Ф.И.О., подпись

« _____ » _____ 2016г.

Подпись рецензента заверяю: _____
подпись заверяющего лица

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 с., 3 рисунка, 32 таблицы, 23 источника, 4 приложения.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, НАДЁЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план по расширению открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10 Ключевая Амурской области.

Цель работы – предложить варианты расширения открытого распределительного устройства и подробно разработать наиболее оптимальный из них. В процессе реализации данной цели решается определенный ряд задач. Работе над окончательным планом реконструкции предшествует технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Основными этапами работы также является описание и расчет релейной защиты и автоматики, расчет заземления и молниезащиты подстанции. Затем произведены оценка и расчет надежности реконструируемой подстанции. Завершающим этапом работы является рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Анализ исходных данных	9
1.1 Характеристика рассматриваемого района	9
1.2 Анализ существующей подстанции «Ключевая»	9
1.3 Обоснование изменений в главной схеме подстанции	10
2 Разработка вариантов реконструкции	12
2.1 Технико-экономическое сравнение вариантов	15
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	21
4 Выбор электрических аппаратов	26
4.1 Выбор выключателей	26
4.2 Выбор разъединителей	37
4.3 Выбор трансформаторов тока	38
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	45
4.5 Выбор и проверка шин	50
4.6 Выбор изоляторов	55
4.7 Выбор ОПН	59
4.8 Выбор аккумуляторных батарей	63
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	65
5 Релейная защита и автоматика	66
5.1 Релейная защита силового трансформатора	66
5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	68
5.1.2 Максимальная токовая защита	71
5.1.3 Защита от перегрузки	73
5.1.4 Газовая защита	74
5.2 Автоматика на ПС Ключевая	75
6 Надежность подстанции	77
7 Безопасность и экологичность подстанции	80
7.1 Обеспечение безопасности	80

3.1.1	Определение параметров контура заземления	83
3.1.2	Расчет молниезащиты подстанции	88
3.1.3	Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ	91
3.1.4	Пожарная безопасность	95
7.2	Обеспечение экологичности	98
	Заключение	101
	Библиографический список	102
	Приложение А Перечень установленного на подстанции оборудования	104
	Приложение Б Расчет токов короткого замыкания	106
	Приложение В Расчет надежности	110
	Приложение Г Расчет молниезащиты подстанции	116

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ – аккумуляторные батареи

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВЛ – воздушная линия

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ - комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ОПН – ограничитель перенапряжения

ОПУ - общеподстанционный пункт управления

ОРУ – открытое распределительное устройство

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ПС – подстанция

РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

СТ – силовой трансформатор

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) является заключительным этапом освоения студентом специальности и позволяет определить результат его обучения по данному направлению.

Данная работа включает в себя выполнение расчетов по всему спектру изученных дисциплин, в частности:

- обоснование и анализ предлагаемых инженерных решений.
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования;
- расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- комплекс расчетов по определению параметров грозозащиты и заземления;
- расчет и анализ надежности подстанции;
- организация технической и пожарной безопасности;

Темой данной выпускной работы является расширение открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10 Ключевая Амурской области, которая расположена в Тындинском районе Амурской области.

Актуальность темы объясняется несколькими причинами. Во-первых, подстанции, расположенные в данном районе БАМа, сооружались ещё в 70-80-х годах прошлого века и большая часть оборудования к настоящему времени устарела морально и физически, что плохо сказывается на надежности электроснабжения, безопасности и экологичности. Поэтому необходимо произвести замену устаревших аппаратов на новые, которые будут отвечать необходимым требованиям. Во-вторых, в связи с освоением месторождений в данном районе области планируется строительство новых подстанций, питание которых будет осуществляться через данную подстанцию. Это влечет за собой рост числа присоединений на стороне 220 кВ, а значит необходимо провести модернизацию существующего

распредустройства для обеспечения надежного питания новых потребителей.

Целью работы является поиск и подробная разработка оптимального варианта расширения открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10 Ключевая подстанции «Ключевая». В процессе работы над данной темой решается определенный ряд задач. Начальным этапом является разработка возможных вариантов расширения. Далее следует их технико-экономическое сравнение, необходимое для выбора наилучшего из предложенных вариантов. К основной части относится расчет токов короткого замыкания, а также номинальных рабочих токов, необходимых для дальнейшего выбора основного оборудования. К данному оборудованию относятся выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения нелинейные, шинные конструкции и изоляторы, ячейки КРУ. Необходимо произвести описание и расчет релейной защиты на подстанции. Важным пунктом является разработка заземления и молниезащиты на подстанции. После выполнения данных пунктов необходимо произвести оценку и расчет надежности работы оборудования.

Завершающей задачей является обеспечение безопасности и экологичности на подстанции, а именно: организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность при эксплуатации и выполнении различных работ, пожарная безопасность, охрана труда, а также защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом и элегазом.

Исходными данными к работе является карта и схема развития сетей 35-500 кВ Амурской области на период до 2020 года (с учетом перспективы до 2026 года), а также результаты расчета токов короткого замыкания для данной схемы.

В процессе разработки вариантов реконструкции используется главная схема подстанции «Ключевая», где представлен перечень установленного оборудования. Для выбора новых аппаратов и конструкций приведена климато-географическая характеристика района расположения подстанции.

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

ОТЗЫВ

На выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Ширяева

Имя Михаила

Отчество Сергеевича

Специальность Электроэнергетика и электротехника

Тема выпускной квалификационной работы: Расширение открытого распределительного устройства напряжением 220 кВ подстанции 220/35/10 Ключевая Амурской области

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы _____

количество рисунков и таблиц _____

число приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью _____

3. Достоинства работы _____

4. Недостатки работы _____

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала _____

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы _____

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы _____

« _____ » _____ 2016г.

Руководитель _____

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.1 Характеристика рассматриваемого района

Знание климатогеографических условий района, в котором расположена подстанция очень важен, так как от этого во многом зависит выбор оборудования, а также его надежность и долговечность.

Климатические условия района расположения площадки ПС с учетом действующих нормативных материалов (с повторяемостью 1 раз в 25 лет) и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Климатические условия района подстанции

Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Температура воздуха, °С	
- низшая	- 56,8
- средняя из ежегодных абсолютных минимумов	- 51,2
- расчетная наиболее холодной пятидневки	- 40
- среднегодовая	- 2,9
- высшая	+36
Число грозных часов в году	30
Высота снежного покрова, макс./ср., см	50/20
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	3,3
Сейсмичность района строительства, баллов	7
Степень загрязнения атмосферы	I

1.2 Анализ существующей подстанции «Ключевая»

Подстанция «Ключевая», суммарной установленной мощностью 45 МВА, осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 35, 10 кВ. Расположена в 1,5 км на юго-западной окраине п. Тыгда, Магдагачинского района, Амурской области, введена в эксплуатацию в начале 70-х годов прошлого столетия. Она размещается в районе, не попадающем в зону влияния промышленных и иных источников

загрязнения.

Подстанция «Ключевая» участвует в транзите электроэнергии от Зейской ГЭС потребителям южных районов Амурской области. От стабильной работы подстанции зависит надежность электроснабжения тяговых подстанций ОАО «РЖД», ОАО «Покровский рудник», сельскохозяйственных предприятий юга Приамурья.

К шинам 220 кВ подсоединены следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 50 км, идущая от ПС «Магдагачи»;
- одноцепная ВЛ, АС-240, длиной 17,4 км, идущая на ПС «Сулус-т»;
- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 112,3 км, идущая от ПС «Светлая»;
- одноцепная ВЛ, АСО-300, длиной 24 км, идущая от ПС «НПС-23»;
- одноцепная ВЛ, АС-240, длиной 24,2 км, идущая от ПС «Чалганы-т»;

От шин 35 кВ отходят следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-120, длиной 22,8 км, идущая на ПС «Чалганы»;
- одноцепная ВЛ, АС-70, длиной 14,8 км, идущая на ПС «Заводская»;
- двухцепная ВЛ, АС-50, длиной 46,6 км, идущая на ПС «Глухари»;

К шинам 10 кВ подключены собственные нужды подстанции и близлежащие потребители электроэнергии, всего 6 кабельных линий в настоящее время.

К шинам 35 кВ подключен реактор РТД-8000/35-У1 (расшифровывается как реактор трехфазный с системой охлаждения Д), предназначенный для компенсации реактивной мощности в линиях электропередачи и плавного регулирования вторичного напряжения преобразовательных трансформаторов тяговых подстанций электрифицированных железных дорог.

В приложении А показан сводный перечень установленного оборудования.

1.3 Главная схема подстанции

На ПС «Ключевая» сторона 220 кВ выполнена по схеме 12 – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. Как было написано выше, в связи с освоением северных месторождений

планируется строительство новых подстанций и, как следствие, увеличение нагрузки. С этой целью и планируется добавить ещё одно присоединения со стороны 220 кВ подстанции для обеспечения надежного транзита электроэнергии: ещё одна питающая линия со стороны ПС «Магдагачи» и ещё одно присоединения со стороны 35 кВ: ещё одна питающая линия со стороны ПС «Черняево». Существующая схема позволяет произвести расширение, поэтому необходимо рассмотреть вариант без демонтажа всего ОРУ. Помимо этого, следует произвести замену устаревшего оборудования.

На ОРУ 35 кВ установленное оборудование подлежит замене в связи с большим сроком эксплуатации: устаревшее оборудование не обеспечивает должную надежность и качество электроснабжения. На КРУ 10 кВ так же требуется обновление установленного оборудования.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Так как ПС «Ключевая» является важной транзитной подстанцией, то наиболее оптимальной схемой для РУ 220 кВ останется схема номер 12 (согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008) – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, которой оборудована данная подстанция, соответственно изменение схемы для ОРУ 220 кВ не требуется. Данная схема используется в РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы [1].

Достоинства данной схемы:

- при КЗ на сборных шинах или при отказе линейных выключателей при КЗ на линии теряется только 50 % всех присоединений;
- возможность ревизий и опробование выключателей без перерыва работы;
- относительная простота схемы и низкая стоимость РУ.

Недостаток схемы заключается в том, что при ремонте рабочей системы шин необходимо отключить все источники питания и отходящие линии.

Во многом упрощает решение задачи по модернизации ОРУ возможность расширения существующей на данный момент схемы до предложенной выше. В этом случае ремонтная переемычка переоборудуется в обходную систему шин. Но произвести данную модернизацию возможно и с использованием других вариантов конструктивного исполнения.

По конструктивному исполнению можно выделить следующие типы РУ:

- ОРУ (открытое распределительное устройство);
- ЗРУ (закрытое распределительное устройство);

Открытое распределительное устройство – распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе, где воздух служит основной изоляционной средой между элементами РУ. Все

элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ [2].

Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жёстких труб, так и в виде гибких проводов. Жёсткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов.

Преимущества открытых распределительных устройств:

- ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем и обусловлено их применение практически на любых классах напряжения;

- Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений;

- ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации;

- Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ;

Недостатки:

- эксплуатация ОРУ затруднена в неблагоприятных климатических условиях, кроме того, окружающая среда сильнее воздействует на элементы ОРУ, что приводит к их раннему износу.

- ОРУ занимают намного больше места, чем ЗРУ.

Закрытые распределительные устройства как правило сооружаются на напряжении 6 – 35 кВ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах крайнего севера могут применяться ЗРУ на напряжения более высоких классов [3].

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских условиях. 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 (цепи учёта, релейной защиты, автоматики и управления) выполняют проводами в твердой изоляции, а элементы от 1 до

35 кВ – проводниками с воздушной изоляцией (шины с изоляторами).

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. КРУ с элегазовой изоляцией сокращённо обозначают КРУЭ.

Комплектные распределительные устройства могут использоваться как для внутренней, так и для наружной установки (в этом случае их называют КРУН). КРУ широко применяются в тех случаях, где необходимо компактное размещение распределительного устройства. В частности, КРУ применяют на электрических станциях, городских подстанциях, для питания объектов нефтяной промышленности (нефтепроводы, буровые установки), в схемах энергопотребления судов [3].

Среди шкафов КРУ, отдельно выделяют камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Одностороннее обслуживание позволяет ставить КСО непосредственно к стене или задними стенками друг к другу, что позволяет экономить место (важно в условиях высокой плотности застройки) [3].

При выборе того или иного конструктивного исполнения РУ необходимо четкое обоснование, так как от этого зависят, во-первых, капитальные затраты на закупку, монтаж и эксплуатацию распределительного устройства, а, во-вторых, надежность и долговечность работы данного оборудования.

Исходя из вышеизложенного можно предложить несколько вариантов выполнения РУ 220 кВ, из которых затем путем технико-экономического сравнения выбрать оптимальный:

- произвести расширение существующего ОРУ с сопутствующей заменой всего основного оборудования на новое.
- демонтировать ОРУ 220 кВ и возвести КРУЭ на новой площадке;
- демонтировать старое и возвести новое ОРУ с использованием компактных многофункциональных элегазовых модулей, содержащих выключатель, разъединители и заземлители, ТТ и ТН (ячейки типа PASS от

ABB или DTC фирмы Siemens), использовать при этом жесткую ошиновку.

Реконструкцию на РУ 35 кВ можно провести следующим образом:

- оставить существующее ОРУ и произвести лишь замену оборудования;

- спроектировать КРУ 35 кВ с использованием комплектных ячеек с воздушной изоляцией и вакуумными выключателями вместо ОРУ.

Распредустройство 10 кВ выполнено в виде КРУ, поэтому необходимо лишь произвести замену оборудования (в том числе и самих ячеек).

2.1 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Каждый из предложенных вариантов обладает своим рядом преимуществ и недостатков, оценивать которые необходимо исходя из условий установки.

Расширение существующего ОРУ является наиболее простым и дешевым вариантом в плане реализации. Здесь будут практически отсутствовать затраты на дополнительный отвод земли, постройку новых зданий. Необходимо лишь расширить существующую систему шин под две новые ячейки, демонтировав при этом ремонтную перемычку. Замена оборудования на новое повысит надежность подстанции. Использование баковых выключателей со встроенными трансформаторами тока позволит упростить конструкцию ОРУ и избавиться от отдельно стоящего оборудования.

Использование КРУЭ выгодно в суровых условиях севера ввиду высокой изоляции всего оборудования от воздействия внешних условий. Данное оборудование обладает высокой надежностью, долговечностью и практически не требует обслуживания. Стоит отметить, что схема распредустройства в данном варианте лишается обходной системы шин ввиду высокой надежности конструкции ячеек КРУЭ. Монтаж КРУЭ обходится дешевле, чем ОРУ ввиду высокой заводской готовности модулей. Но само оборудование стоит в разы дороже, чем на ОРУ. Общие затраты за весь срок службы также выше. Добавятся затраты на демонтаж старого ОРУ и постройку здания под КРУЭ. По сравнению с предыдущим вариантом

затраты будут очень велики и, скорее всего, такой вариант не окупится.

Промежуточным звеном между ОРУ и КРУЭ является использование комбинированных модулей, представляющих из себя изолированную конструкцию на основе бакового выключателя, содержащую в себе дополнительные узлы разъединителей и заземлителей, ТТ и ТН. По сути, такое компактное РУ является полноценной распределительной ячейкой. Рекомендуется при установке данного устройства использовать жесткую ошиновку. Такой вариант позволяет сократить площадь ОРУ примерно на 40 %, обладает такими преимуществами КРУЭ, как надежность, простота монтажа и эксплуатации. Приближая к условиям реконструкции стоит отметить, что в данном случае также потребуются демонтаж старого ОРУ и сооружение ячеек на новой площадке. Сами ячейки будут стоить дороже, чем вариант традиционного исполнения ввиду высокотехнологичной сборки и отсутствия отечественных аналогов на данный класс напряжения. Использование жесткой ошиновки нецелесообразно, так как в результате сезонных изменений грунтов возможно повреждение контактных соединений.

Последние два варианта возможно будут выгодны при проектировании новой подстанции, либо при невозможности расширения существующей схемы.

Для большей наглядности целесообразно произвести сравнение по капитальным вложениям, необходимым для реконструкции. К сравнению принимаем вариант с постройкой КРУЭ и с расширением ОРУ. Вариант с установкой комбинированных модулей из сравнения исключается ввиду отсутствия данных о стоимости данных ячеек.

Экономическим критерием, по которому будем сравнивать два варианта является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (1)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1 1/год;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

I – эксплуатационные издержки, руб./год.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование даны на 2000 год, поэтому необходимо учесть коэффициент инфляции, а также районный коэффициент.

Капитальные вложения, необходимые для реконструкции РУ 220 кВ будут складываться из следующих показателей:

$$K_P = (K_{пост} + K_{ру} + K_{дем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (2)$$

где $K_{пост}$ – стоимость постоянной части затрат по ПС;

$K_{ру}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{дем}$ – затраты на демонтаж оборудования и конструкций.

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство СН, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы (табл. 7.29, [4]). Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС [4].

При осуществлении реконструкции (расширения) ПС постоянная часть затрат может быть принята (в % от значений, приведенных в табл. 7.29, [4]):

- 15–20 % при установке второго трансформатора, выключателя или другого вида оборудования, если оно не было предусмотрено проектом;

- 40–60 % при переустройстве ОРУ или замене РУ [4].

Показатели стоимости ОРУ 35–1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, ТТ и ТН, разрядники и ОПН); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки ОРУ 35–1150 кВ с количеством выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть

принята по данным табл. 7.18, [4].

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования.

Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» – МДС 8137.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается) [4].

Коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования установлены исходя из дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования:

- оборудование подлежит дальнейшему использованию со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервацией с целью длительного или кратковременного хранения – 0,7;

- оборудование подлежит дальнейшему использованию без необходимости хранения (перемещается на другое место установки и т. п.) – 0,6;

- оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) с разборкой и резкой на части – 0,5; то же без разборки и резки – 0,3 [4].

Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций приведена в таблице 7.32, [4].

Затраты на отвод земли не учитываются, так как в укрупненных показателях даны затраты для подстанции в целом.

Издержки при реконструкции подстанции будут определяться по формуле:

$$I = (\alpha_a + \alpha_p + \alpha_o) \cdot K_p, \quad (3)$$

где α_a – ежегодные отчисления на амортизацию, в о.е.;

α_p – ежегодные отчисления на ремонт, в о.е.;

α_o – ежегодные отчисления на обслуживание, в о.е.

При расширении существующего ОРУ будем учитывать затраты на демонтаж выключателей. Причем, помимо масляных выключателей, которые не подлежат дальнейшему использованию, на ОРУ 220 кВ установлен новый элегазовый выключатель, который после демонтажа следует использовать в дальнейшем. В расчет включается стоимость новых ячеек ОРУ. Помимо этого, учитывается постоянная часть затрат, которую примем в процентах от показателей, заданных для проектирования. Коэффициент инфляции принимается равным 9,47 на первое полугодие 2015 по отношению к базисному 2000 году. Коэффициент зоны примем равным 1,3. Ежегодные отчисления на амортизацию примем равными 0,05 (табл. 6.1, [4]), на ремонт – 0,029 (табл. 6.1, [4]), на обслуживание – 0,02 (табл. 6.1, [4]).

Капитальные затраты на реконструкцию ОРУ составят, тыс.руб.:

$$K_{P(OPV)} = (41500 \cdot \frac{40\%}{100} + 12500 \cdot 8 + 6,4 \cdot 2 + 15) \cdot 9,47 \cdot 1,3 = 1435805.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб/год:

$$I_{OPV} = (0,05 + 0,029 + 0,02) \cdot 1435805 = 142145.$$

Приведенные затраты составят, тыс.руб./год:

$$Z_{OPV} = 0,1 \cdot 1435805 + 142145 = 285725.$$

При замене ОРУ на КРУЭ учитываются те же самые показатели, что и для первого варианта. При этом стоит учесть, что постоянная часть затрат всё же будет больше, чем для первого варианта в связи с большим объемом необходимых работ. Капитальные затраты на сооружение КРУЭ будут составлять, тыс. руб.:

$$K_{P(KPYЭ)} = (36000 \cdot \frac{60\%}{100} + 24000 \cdot 7 + 6,4 \cdot 2 + 15) \cdot 9,47 \cdot 1,3 = 2334508.$$

Издержки на амортизацию, ремонт и обслуживание составят, тыс.руб./год:

$$I_{KPYЭ} = (0,05 + 0,029 + 0,02) \cdot 2334508 = 231116.$$

Приведенные затраты для КРУЭ составят, тыс.руб./год:

$$Z_{KPYЭ} = 0,1 \cdot 2334508 + 231116 = 464567.$$

Как видно, вариант с установкой КРУЭ оказался заметно дороже, практически в два раза, по сравнению с расширением существующего ОРУ.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что первый из предложенных вариантов является наиболее оптимальным, дешевым и простым в плане реализации. Использование современного оборудования высокой степени заводской готовности позволит снизить затраты на установку и эксплуатацию в дальнейшем, повысит надежность РУ и подстанции в целом.

Строительство КРУ 35 кВ обойдется дороже ввиду того, что необходимо снести ОРУ и построить на новой площадке здание под КРУ (возможно использование специального модульного здания), или можно расширить здание ОРУ для удобства обслуживания и эксплуатации. Само оборудование КРУ обойдется дороже. Но в то же время такой вариант имеет и ряд преимуществ. Установка ячеек не представляет большой сложности. Возможность присоединений напрямую ВЛ позволяет избавиться от прокладки дополнительных кабелей. Само РУ обладает высокой степенью защищенности от воздействий внешней среды. Надежность такого устройства, как и срок службы намного выше. Модернизация в дальнейшем будет обходиться дешевле и организовываться намного проще, чем при традиционном варианте.

Исходя из вышеперечисленного, наиболее перспективным вариантом будет являться установка КРУ 35 кВ. При заметно больших капитальных

затратах на сооружение данный вариант может окупиться за счет меньших затрат в эксплуатации, высокой надежности и долговечности, а также простоте в плане реконструкции и модернизации.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также уставок релейной защиты и автоматики.

При расчете токов КЗ вводят допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Исходная схема сети для расчета токов короткого замыкания представлена на Рисунке 1.

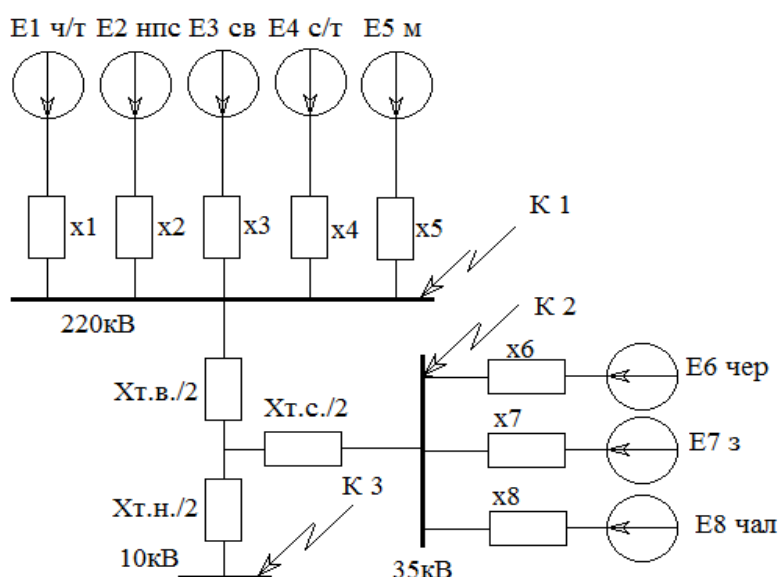


Рисунок 1 – Исходная схема

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему

замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения: 750; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,4; 0,23 кВ. Считаем, что номинальные напряжения всех элементов (кроме реакторов) данной ступени одинаковы и равны U_{cp} . Коэффициент трансформации каждого трансформатора будет равен отношению тех ступеней, который он связывает.

Исходные данные взяты со схемы развития амурских электрических сетей на 2021 год. Так как схема имеет простую конфигурацию, расчет целесообразнее произвести в именованных единицах.

В качестве примера произведем расчет тока трехфазного КЗ на шинах 220 кВ подстанции (точка К1).

Определим параметры элементов схемы замещения со стороны ПС НПС-23:

Сопротивление линии, Ом:

$$x_{Лнпс-23} = X_{AC-300} \cdot l_{Лнпс-23}, \quad (4)$$

$$x_{Лнпс-23} = 0,429 \cdot 24 = 12,7.$$

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{Снпс-23} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.С.нпс-23}}, \quad (5)$$

$$x_{Снпс-23} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 88,527.$$

Суммарное сопротивление ветви «НПС-23», Ом:

$$x_{\Sigma 1} = x_{Лнпс-23} + x_{Снпс-23}, \quad (6)$$

Аналогично определим сопротивления других ветвей, Ом:

$$x_{Лсул/т} = 0,435 \cdot 17,4 = 7,6,$$

$$x_{C_{\text{супл/м}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 0,1} = 1328,$$

$$x_{\Sigma 2} = 7,6 + 1336 = 1336.$$

$$x_{L_{\text{чал}}} = 0,435 \cdot 24,2 = 12,$$

$$x_{C_{\text{чал}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1,8} = 73,7,$$

$$x_{\Sigma 3} = 12 + 73,7 = 85,7.$$

$$x_{L_{\text{св}}} = 0,435 \cdot 112,3 = 48,2,$$

$$x_{C_{\text{св}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 11,4} = 11,648,$$

$$x_{\Sigma 3} = 48,2 + 11,6 = 59,848.$$

$$x_{L_{\text{магд}}} = 0,435 \cdot 59 = 21,5,$$

$$x_{C_{\text{магд}}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 6,8} = 19,528,$$

$$x_{\Sigma 3} = 21,5 + 19,5 = 41,028.$$

Ток трехфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС Ключевая будет равен:

$$x_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{x_{\Sigma 1}} + \frac{1}{x_{\Sigma 2}} + \frac{1}{x_{\Sigma 3}} + \frac{1}{x_{\Sigma 4}} + \frac{1}{x_{\Sigma 5}}}, \quad (7)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{101,22} + \frac{1}{41,02} + \frac{1}{59,84} + \frac{1}{1336} + \frac{1}{85,77}} = 15,8 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{п.о}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \quad (8)$$

$$I_{п,0}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 15,5} = 8,415 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{п,0}^{(3)}, \quad (9)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 8,58 = 20,834 \text{ кА.}$$

Расчет для других видов КЗ, а также для других точек представлен в Приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Токи КЗ

Точка КЗ	КЗ трехфазное		КЗ однофазное
	$I_{п,0}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{п,0}^{(1)}$, кА
К-1 (на шинах 220 кВ)	8,415	20,433	8,5
К-2 (на шинах 35 кВ)	10,365	23,45	-
К-3 (на шинах 10 кВ)	15,78	40,62	-

Необходимо также рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Максимальный рабочий ток в ветвях линий определяем по суммарной трансформаторной мощности питаемых подстанций. Ток через секционный и обходной выключатели, согласно схеме, равен линейным. Токи в ветвях трансформаторов определим исходя из допустимой перегрузки:

$$I_{max220} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (10)$$

$$I_{max220} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 92 \text{ А.}$$

Токи в других ветвях СТ найдем аналогично, но без учета перегрузки:

$$I_{max35} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ А.}$$

$$I_{max10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443 \text{ А.}$$

Все необходимые для выбора рабочие токи представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные рабочие токи в элементах подстанции

Место	Максимальные рабочие токи
Линейные выключатели 220 кВ	656
Линейные выключатели 35 кВ	330
Выключатели 220 кВ в ветвях СТ	92
Выключатели 35 кВ в ветвях СТ	412
Выключатели 10 кВ в ветвях СТ	1443

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

При проектировании или реконструкции электроэнергетических объектов выбор электрооборудования является важнейшим этапом, ведь от того, насколько правильно произведен выбор, зависит надежность всей станции или подстанции, а также бесперебойное электроснабжение потребителей.

Все элементы РУ электрической станции или подстанции должны надежно и столь угодно долго работать в условиях нормальных режимов, и, помимо этого обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шинных, изолирующих конструкций и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникать в эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям нормального (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке аппаратов и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид КЗ принимают трехфазное КЗ.

Кроме того, следует учитывать внешние условия работы оборудования (температурные показатели, загрязненность атмосферы, высоту над уровнем моря и т. д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной стойкостью и защищенностью. Для этой цели выше была приведена характеристика района расположения подстанции.

При выборе любого оборудования целесообразно применение устройств одного производителя для наилучшей их совместимости. Необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности выбираемого оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости. Определяющим фактором является соответствие выбираемого оборудования выбранной схеме распределительного устройства.

4.1 Выбор выключателей

Выключатели являются важнейшими коммутационными аппаратами и предназначены для включения и отключения электрических присоединений. Эти операции выключатели должны совершать в

нормальном режиме, а также при коротких замыканиях.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор и проверку выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (11)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (12)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк,ном} \quad (13)$$

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк,ном}, \quad (14)$$

где $i_{a,ном}$ – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

β_n – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %;

$i_{a,\tau}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контак-тов τ , кА;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогаситель-ных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в}, \quad (15)$$

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2}I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (16)$$

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

Если условие $I_{п0}^{(3)} \leq I_{отк,ном}$ соблюдается, а $i_{a,\tau} > i_{a,ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2}I_{п0}^{(3)} + i_{a,\tau}) \leq I_{отк,ном} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100}). \quad (17)$$

По включающей способности проверка производится по условиям:

$$i_y \leq i_{вкл}, \quad (18)$$

$$I_{п0}^{(3)} \leq I_{вкл}, \quad (19)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot k_y, \quad (20)$$

где k_y – ударный коэффициент.

Выключатели проверяются также на электродинамическую и термическую стойкость.

Электродинамической стойкостью аппарата называют его свойство противостоять действию тока КЗ в течение первых нескольких периодов без механических повреждений, препятствующих его дальнейшей работе.

Заводы-изготовители характеризуют электродинамическую стойкость аппаратов номинальным током электродинамической стойкости, под которым следует понимать наибольший гарантированный заводом-изготовителем начальный ток КЗ, который аппарат выдерживает без механических повреждений. Гарантированные значения тока КЗ не должны быть превышены в течение сколь угодно малого времени. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{дин}, \quad (21)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (22)$$

Где $I_{дин}$ — действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ — наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термической стойкостью аппарата называют его способность противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Термическую стойкость аппаратов заводы-изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения.

Током термической стойкости аппарата называют периодический ток (действующее значение), установленный заводом-изготовителем на основании соответствующих тепловых расчетов и испытаний в качестве номинального параметра аппарата. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (23)$$

где B_k — тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{мер}$ — среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{п,0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (24)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно ПУЭ время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{отк,в}, \quad (25)$$

где $t_{р,з}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

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

Выбор выключателей необходимо провести в РУ 220, 35 и 10 кВ. В качестве примера подробно разберем выбор выключателей на стороне 220 кВ. Сопоставление каталожных и расчетных данных для всех остальных выключателей сведем в таблицы ниже.

В настоящее время на класс напряжения 110 кВ и выше распространены элегазовые колонковые или баковые выключатели, ввиду высокой электрической прочности, а также высокой дугогасящей способности элегаза.

На ОРУ 220 кВ примем к установке баковые выключатели типа ВЭБ-220 (расшифровывается как: выключатель элегазовый баковый) с пружинным приводом типа ППВ.

Конструкция баковых выключателей зарекомендовала себя как наиболее надежная и долговечная. Баковые элегазовые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ» имеют следующие достоинства:

- наличие встроенных трансформаторов тока с высокими классами точности и характеристиками;
- возможность пломбирования выводов вторичных обмоток трансформаторов для учета электроэнергии позволяет предотвратить несанкционированный доступ у цепям учета;
- комплектация пружинным приводом ППВ;
- использование в соединениях двойных уплотнений, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала. Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год - подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе по методике, применяемой в космической технике;
- современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе, высокопрочных изоляторов зарубежных фирм;
- высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;
- высокая коррозионная стойкость покрытий (горячий цинк), применяемых для стальных конструкций выключателя;

- высокий коммутационный ресурс, заданный для каждого полюса, в сочетании с высоким механическим ресурсом, повышенными сроками службы уплотнений и комплектующих, обеспечивают при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25-летний срок службы до первого ремонта;
- автоматическое управление системами элетроподогрева и сигнализация об их исправной работе;
- возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе;
- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления газа в выключателе;
- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;
- низкий уровень шума при срабатывании;
- высокие пожаро- и взрывобезопасность [6].

Определим расчетные параметры, необходимые для проверки выключателя согласно каталожным данным и исходным данным по месту установки.

Ток апериодической составляющей, номинальный:

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 50 = 33,23 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,67 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,258 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_k = 8,415^2 \cdot (2,05 + 0,02) = 146,6 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВЭБ-220-50/2500 УХЛ1 в ячейках линий и трансформаторов приведены в таблице 4.

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин.)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб.мах} = 656$ А	$I_{раб.мах} = 92$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 4

Каталожные данные	Расчетные данные (Q лин.)	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
$I_{откл,ном} = 50$ кА	$I_{п.0}^{(3)} = 8,415$ кА	$I_{п.0}^{(3)} = 8,415$ кА	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 33,23$ кА	$i_{а,т} = 0,258$ кА	$i_{а,т} = 0,258$ кА	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125$ кА	$i_{уд} = 20,433$ кА	$i_{уд} = 20,433$ кА	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 50$ кА	$I_{п.0}^{(3)} = 8,415$ кА	$I_{п.0}^{(3)} = 8,415$ кА	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125$ кА	$i_{уд} = 20,433$ кА	$i_{уд} = 20,433$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50$ кА	$I_{п.0}^{(3)} = 8,415$ кА	$I_{п.0}^{(3)} = 8,415$ кА	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500$ кА ² с	$B_{к} = 146,6$ кА ² с	$B_{к} = 146,6$ кА ² с	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам, а значит может быть принят к установке.

Для ЗРУ 35 кВ примем к установке ячейки типа КРУ-СЭЩ 65 производства ЗАО «Электрощит». ЗРУ с применением данных ячеек изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него ячейками, причем ЗРУ до пяти ячеек выполняются в транспортабельном, полностью собранном на заводе блоке, что во многом упрощает монтаж. Секционная связь между блоками может быть выполнена жёсткими открытыми шинами через проходные изоляторы, расположенные на крыше блочно-модульного здания, или кабельными вставками [7].

Конструктивные особенности КРУ СЭЩ-65:

- ячейка КРУ имеет шкафную конструкцию одностороннего обслуживания где располагается выключатель, сборные шины и высоковольтное оборудование линии 35 кВ;

- ячейки, включая сборные шины, полностью изолированы друг от друга боковыми стенками, что исключает возможность распространения аварийной ситуации в соседние ячейки;

- сборные шины покрыты твёрдой изоляцией, кроме контактов на ответвление, что позволяет уменьшить габариты ячеек и препятствует

распространению дуги вдоль сборных шин;

- КРУ оснащается высокочувствительной дуговой защитой с использованием фототиристоров или оптоволоконной дуговой защитой;

- КРУ имеет автоматическое регулирование температуры и влажности;

- конструкция шкафов КРУ серии СЭЩ-65, также ЗРУ 35 кВ со встроенными шкафами СЭЩ-65 сейсмостойки во всём диапазоне сейсмических воздействий землетрясения до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 на уровне 0,0 м по ГОСТ 17516.1 -90 [7].

Высокая безопасность в работе КРУ обеспечивается:

- надёжной блокировкой от неправильных действий обслуживающего персонала;

- автоматически работающими шторками, защищающими персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;

- возможностью заземления любого участка главных цепей с помощью стационарно установленных заземляющих разъединителей.

Данные ячейки КРУ комплектуются вакуумными выключателями ВВУ СЭЩ-П-35-20/1000 У2 (расшифровывается как выключатель вакуумный унифицированный) с пружинным приводом. Вакуумные выключатели производятся на классы напряжений 6-35 кВ. Использование вакуума в качестве дугогасящей среды на классы напряжения выше нецелесообразно, т.к. задача обеспечения необходимой электрической прочности во многом усложняется. В свою очередь, вакуумные выключатели выгодно отличаются от масляных или элегазовых тем, что имеют лучшую взрыво- и пожаробезопасность, а также являются более экологичными.

Выключатель ВВУ СЭЩ-П-35-20/1000 У2 имеет электрическую блокировку от выполнения операций при оставшейся не снятой команде на включение. При использовании выключателей в составе КРУ предусмотрена блокировка от включения в промежуточном (между рабочим и нерабочим) положении выкатного элемента и от перемещения выключателя во включенном положении.

Конструкция выключателей позволяет с незначительными переделками

адаптировать их в КРУ на замену старых выключателей.

Сопоставление каталожных данных с расчетными приведены в таблице.

Таблица 5 – Параметры выбора выключателя ВВУ СЭЩ-П-35-20/1000 У2

Каталожные данные	Расчетные данные (Q СТ)	Расчетные данные (Q лин.)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 412 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 330 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,365 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,365 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 13,29 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 0,34 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 0,34 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 23,454 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 23,454 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,365 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,365 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 23,454 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 23,454 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,365 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,365 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 222,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 222,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный выключатель прошел проверку и может быть принят к установке.

В ЗРУ 10 кВ примем к установке ячейки КРУ-СЭЩ-59 производства ЗАО «Электроцит». К установке в данном КРУ примем вакуумные выключатели того же производителя марки ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 У2.

Конструктивные особенности и преимущества ВВУ-СЭЩ-10:

- конструктивной особенностью выключателя является его универсальность – возможность установки электромагнитного или пружинного привода;
- нечувствительность к просадкам напряжения, в том случае, когда выключатель выключает короткозамкнутую линию;
- простота конструкции;
- высокая надежность;
- легко встраивается в различные типы КСО и КРУ;
- высокий коммутационный ресурс;
- для лучшего теплоотвода в полюсе ВВУ-СЭЩ-10 использован эффект естественной конвекции;
- выключатель имеет механизм поджатия контактов, не требует

дополни-тельных регулировок на протяжении всего срока службы;

- наличие счетчика числа циклов срабатывания выключателя;

- наличие индикации положения выключателя – включен/отключен, пружинный привод готов/не готов к работе;

- компоновка выключателей с обычным и фронтальным расположением полюсов; расположением размещения трёх полюсов и привода в линию, отдельным размещением выключателя и привода на разных уровнях.

- единый конструктив для всех типов выключателей, выключатели с электромагнитным и пружинно-моторным приводом имеют одинаковые присоединительные размеры, выключатели на номинальные токи 1000-1600 А и номинальные токи отключения 20-31,5 кА имеют одинаковые габаритные размеры.

Вакуумная камера нового поколения имеет ряд конструктивных особенностей и преимуществ:

- вакуумная камера нового поколения имеет уникальные технические характеристики - между контактами камеры создается аксиальное магнитное поле, что позволяет улучшить отключающие свойства;

- контакты конструктивно выполнены из нескольких различных материалов, в центральной части контакта использован материал, обладающий высокой теплопроводностью и теплоемкостью, а также несколько большим сопротивлением по сравнению с материалом, расположенным в крайних частях поверхности контакта, за счет этого достигается оптимальное распределение электрического поля, что позволяет улучшить теплоотвод с контактов камеры [7].

Сопоставление каталожных данных ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 У2 с расчетными приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/2500 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1443 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} = 15,785 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 20,93 \text{ кА}$	$i_{а,т} = 0,86 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,628 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} = 15,785 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,628 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} = 15,785 \text{ кА}$	$I_{п,о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 410,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный главным образом для создания видимого изоляционного промежутка в сети при проведении ремонтных работ, осмотров обесточенных участков и оперативных переключениях, с целью обеспечения безопасности персонала. Коммутации разъединителями в основном производятся при отсутствии тока, но допускается включать и отключать ток холостого хода трансформаторов и зарядный ток линий, токи нагрузки трансформаторов небольшой мощности, а также переключать электрические цепи под током при наличии замкнутой шунтирующей цепи. Разъединителями не допускается отключение цепи под нагрузкой, так как это приводит к возникновению устойчивой дуги, вызывающей КЗ между фазами.

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки, формула (11);
- по максимальному рабочему току, формула(12);
- по току электродинамической стойкости, формула (22);
- по току термической стойкости, формула (23);
- по конструкции;
- по условиям установки.

На ОРУ 220 кВ примем к установке разъединители типа РПД-УЭТМ-220 (расшифровывается: как разъединитель поворотного типа двухколонковый) производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

Основные особенности и преимущества данных разъединителей:

- высокопрочные стержневые фарфоровые изоляторы, закупаемые только у ведущих зарубежных производителей электротехнического фарфора. По заказу разъединители и заземлители могут комплектоваться композитными (полимерными) изоляторами ведущих отечественных производителей;

- сварные алюминиевые токопроводы с минимальным количеством кон-тактных соединений, обуславливают многолетнее стабильное электрическое сопротивление;
- размыкаемые контакты без дополнительных пружин и шарниров;
- прочные поворотные основания на подшипниках качения выдерживают большие изгибающие нагрузки, обеспечивают стабильность механических характеристик;
- закупаемые импортные самосмазывающиеся шарниры, не требующие обслуживания в течение всего срока службы;
- фиксированное положение ведущих рычагов привода с переходом за «мертвую» точку исключает возможность произвольных переключений под воздействием внешних факторов.

На ОРУ 220 устанавливаются разъединители с двумя заземлителями и с одним заземлителем со стороны ведущей колонки, трехфазные и однофазные.

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РПД(О)-УЭТМ-220 представлены в таблице 7. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 7 – Параметры выбора разъединителя РПД(О)-УЭТМ-220/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные (QS лин.)	Расчетные данные (QS СТ)	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 656 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 92 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 146,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 146,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,433 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,433 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке.

В установке разъединителей в ЗРУ 35 и 10 кВ нет необходимости, поэтому выбор этих аппаратов для данных распределительных устройств не

производится.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока служат для подключения измерительных приборов и устройств защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выбор трансформаторов тока осуществляем следующим образом:

- по напряжению установки, формула (11);
- по номинальному току, формула (12), причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности измерения;
- по току электродинамической стойкости, формула (21);
- по току термической стойкости, формула (23);
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (26)$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (27)$$

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k \quad (28)$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

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

(29)

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{пр} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$$

(30)

Исходя из данного условия можно найти минимальное сечение провода:

$$S_{\min} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пр}},$$

(31)

где γ – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм² для меди;

$l_{расч}$ – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{расч} = 2l,$$

(32)

где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м;

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{расч} = \sqrt{3}l.$$

(33)

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{расч} = l.$$

(34)

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 8.

Таблица 8 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 35 кВ	50-60
ОРУ 220 кВ	90-120

В качестве примера произведем подробный расчет для выбора трансформатора тока в линейной ячейке ОРУ 220 кВ. В баковые выключатели встроены трансформаторы тока серии ТВГ-УЭТМ-220 кВ (расшифровывается как: трансформатор тока встроенный элегазовый) на различные номинальные токи и классы точности.

В таблице 9 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 9 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		10,1	9	10,1

Определяем общее сопротивление приборов, по формуле (29):

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,1}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов, по формуле (30):

$$r_{\text{пров}} = 1,6 - 0,4 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом.}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 8 – 100 м, тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{100}{54 \cdot 1,02} = 1,82 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм².

Проверяем соответствие условию выбора трансформатора тока с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{100}{54 \cdot 2,5} = 0,74 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 0,74 + 0,4 + 0,1 = 1,24 \text{ Ом.}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 10, 11 и 12 для ТТ в ветвях линий, секционного и обходного выключателей и силовых трансформаторов соответственно.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТВГ-УЭТМ-220-0,2-40-750/5 (в ветвях линий)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_H$
$I_H = 750 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,24 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,433 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 146,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 11 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТВГ-УЭТМ-220-0,2-30-750/5 (в ветвях секционного и обходного выключателей)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_H$
$I_H = 750 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$

$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,433 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 146,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Таблица 12 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТВГ-УЭТМ-220-0,2-30-200/5 (в ветвях трансформаторов)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} = 92 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,433 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 146,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Выбор ТТ в КРУ 35 кВ производится аналогично для ветвей силового трансформатора, линий и секционного выключателя. Перечень приборов представ-лен в таблице 13.

Таблица 13 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		10,1	9	10,1

К установке в КРУ 35 кВ прием ТТ серии ТОЛ-СЭЩ-35 кВ (Расшифровывается как: трансформатор тока опорный с литой изоляцией).

Измерительные трансформаторы ТОЛ выполнен в виде опорной конструкции. Корпус измерительных трансформаторов тока выполнен из эпоксидного компаунда, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Выводы вторичных обмоток расположены на короткой боковой

поверхности измерительного трансформатора тока. Возможно изготовление изделия с пломбируемой прозрачной крышкой, защищающей группу вторичных контактов от несанкционированного доступа.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-35 приведено в таблицах 14, 15, 16 соответственно для ТТ в ветвях трансформаторов, линий и секционного выключателя. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ 4 мм².

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5-30-600/5-У2 (в ветвях трансформаторов)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 412 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,454 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 222,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5-30-400/5-У2 (в ветвях линий)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 330 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,72 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,454 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 222,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5-30-600/5-У2 (в ветви секционного выключателя)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 412 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,72 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,454 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 222,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

В КРУ 10 кВ принимаем к установке трансформаторы тока той же серии, что и в КРУ 35 кВ – ТОЛ-СЭЩ-10. Приборы в ячейках КРУ 10 кВ

представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	0,1	0	0,1
Итого		16,1	0	16,1

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10 приведено в таблице 18 и 19 соответственно для ТТ в ветвях силовых трансформаторов и секционного выключателя. По результатам расчета для соединения с приборами принят медный кабель КРВГ 4 мм².

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5-30-1500/5-У2 (в ветвях силовых трансформаторов)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1443 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 40,628 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 516,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5-20-1500/5-У2 (в ветви секционного выключателя)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1443 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,72 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 40,628 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 516,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Выбор трансформаторов тока в ветвях линий не производится ввиду отсутствия информации о сечениях проводов и о нагрузках на стороне 10 кВ.

Как видно из таблиц, все выбранные трансформаторы тока

соответствуют необходимым условиям и могут быть приняты к установке.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [3].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки, согласно условию (11);
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

(35)

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Для примера подробно произведем выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 220 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 14.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	2	2
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				39,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{дон}} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% ,$$

(36)

где $\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5 \%$ – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$ кВ – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} ,$$

(37)

$$I_2 = \frac{39,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,68 \text{ А.}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,68 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,044 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

Примем к установке на ОРУ 220 кВ трансформаторы напряжения индук-тивнoе антирезонансные элегазовые серии ЗНГ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ».

Основные особенности и преимущества данных ТН:

- трансформатор взрыво- и пожаробезопасен, так как в качестве главной изоляции применен инертный негорючий элегаз;

- каждый трансформатор оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании;

- во всех уплотнительных соединениях применены сдвоенные уплотнения из специального полимерного материала, который, в отличие от резины, нечувствителен к воздействию низких температур и практически не подвержен старению. Повышенная надежность узлов уплотнения выводов вторичных обмоток обеспечивается многоуровневым лабиринтным уплотнением. Многократные испытания в камерах холода и накопленный опыт эксплуатации изделий с аналогичными уплотнениями подтвердили их полную герметичность, в том числе и при температурах окружающего воздуха до минус 55°С. Алюминиевые газоплотные корпуса изготавливаются методом высококачественной сварки на специализированном предприятии с использованием самых современных методов контроля герметичности. Все это обеспечивает низкий уровень утечек изолирующего газа в год - не более 0,5% от общей массы;

- высокий класс точности вторичной обмотки для учета 0,2;

- отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции в течение длительного времени;

- возможность пломбирования выводов вторичной обмотки для учета электроэнергии, что позволяет предотвратить несанкционированный доступ к цепям учета;

- трансформатор практически необслуживаемый, применение элегазовой изоляции с низким уровнем утечек, а также надежных, с большим сроком службы комплектующих практически исключают объем регламентных работ и обеспечивают работу без обслуживания в течение 20 лет при среднем сроке службы 40 лет.

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 15.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНГ-220 ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

$S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 39,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$
-----------------------------	---------------------------------	----------------------------

Аналогичным образом производится выбор трансформаторов напряжения на КРУ 35 и 10 кВ. Примем к установке в данных КРУ трехфазную антирезонансную группу измерительных трансформаторов напряжения внутренней установки НАЛИ-СЭЩ-35 кВ, НАЛИ-СЭЩ-10 кВ.

Трехфазная группа трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения. Главное преимущество перед масляными ТН – пожаро- и взрывобезопасность, что позволяет расширить сферу применяемости, в частности на АЭС. Имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине. Сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник – по сравнению с трехфазным масляным ТН типа НАМИ. В НАЛИ-СЭЩ заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН. Это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблицах 22 и 23. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ-35 кВ и НАЛИ-СЭЩ-10 кВ представлено в таблицах 24 и 25 соответственно.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 35 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5

Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	3	3
Ваттметр	СР3021	5	1	10
Варметр	СР3021	5	1	10
Итого				25,5

Таблица 23 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных **НАЛИ-СЭЩ-35**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 25,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных **НАЛИ-СЭЩ-10**

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения выберем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

4.5 Выбор и проверка шин

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ. Соединение трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняется пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода в пучке – сталеалюминиевые, в основном несут механическую нагрузку. Остальные провода – алюминиевые, которые являются только токопроводящими. Сечения проводов в пучке рекомендуется брать возможно большими, так как это уменьшает число проводов в пучке и общую стоимость токопровода. В данном варианте реконструкции гибкая ошиновка используется только на стороне 220 кВ, а также для соединения силовых трансформаторов с КРУ 35 и 10 кВ.

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}$$

(38)

На ОРУ 220 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминиевыми проводами марки АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$656 \leq 710 \text{ А.}$$

Ввиду отсутствия данных о нагрузках, максимальный рабочий ток был определен по сечению линий, которые также выполнены сечением АС-300/39.

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q,$$

(39)

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{152,4}}{90} = 137,2,$$

$$137,2 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{П0}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 8,58 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [3].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (40)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (41)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (40).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (42)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 25,86 \text{ кВ}.$$

Проверим согласно условию (42):

$$1,07 \cdot 25,86 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$27,67 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

Произведем выбор гибкого токопровода от трансформатора до КРУ 35 кВ. Предварительно примем провод марки АС сечением 240 мм².

Проверяем сечение по длительно-допустимому току:

$$578 \leq 605 \text{ А}.$$

На термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{175,58}}{90} = 147 \text{ мм}^2.$$

На электродинамическую стойкость данный провод не проверяем, так как ток короткого замыкания составляет 9,21 кА, что меньше требуемого условия.

Выбранный провод АС-240/32 для связи трансформатора с КРУ 35 кВ проходит проверку по всем условиям.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать, как написано выше, пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах-обоймах. В качестве токопроводящих жил будем использовать 3 провода марки А-150. В качестве несущих проводов будем использовать 2 провода АС-150/24.

Проверим по суммарному допустимому току:

$$2024 \leq 2,118 \text{ кА}.$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{410,4}}{90} = 225 \text{ мм}^2.$$

Суммарное сечение токопровода больше минимально допустимого, а значит, соответствует данному условию.

На электродинамическую стойкость данный токопровод также проверять не будем, так как ток короткого замыкания составляет 15,78 кА, что меньше требуемого условия (20 кА).

В КРУ 35 кВ и 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить необходимые расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току, (37);
- по току термической стойкости, (21);
- по току электродинамической стойкости, (22).

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 35 и 10 кВ приведены в таблицах 26 и 27 соответственно.

Таблица 26 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 578 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 23,454 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 222,38 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Таблица 27 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1443 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,628 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 516,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.6 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (43)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (Таблица 4, [8]);

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

K – коэффициент эффективности (Приложение 1, [8]).

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (44)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (43) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,44 = 543,38 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е с длиной пути утечки 320 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{543,38}{32} + 2 = 18,98.$$

Округляя до целого получим 19 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки, (11);
- по месту установки;
- по допустимой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон},$$

(44)

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр},$$

(45)

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7},$$

(46)

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 (изолятор опорный стержневой кремнийорганический. Изолятор изготавливается в соответствии с ГОСТ Р 52082-2003 «Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6-220кВ. Общие технические условия». Монолитный стержень в изоляторах ОСК исключает возникновение внутренних разрядов и пробоя, в отличие от труб,

заполненных пеной, а также утечки тока по внутренней полости и по стенкам трубы в следствие выпадения конденсата, в отличие от полых труб. Фланцы изолятора выполнены цельнолитыми из высокопрочных алюминиевых сплавов. Отсутствие сварных швов во фланцах позволяет применять изоляторы в условиях крайнего Севера. Кремнийорганическая изоляция обладает повышенной стойкостью к воздействию кислот и щелочей, ультрафиолетового излучения; имеет высокие гидрофобные свойства; характеризуется высоким сроком службы (около 30 лет).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9130^2}{1} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 173,25 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (44):

$$173,25 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 220 кВ.

Для ошиновки СТ 35 кВ выбираем шинные опоры ШОП-35-1-2 УХЛ1.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 1480 = 888 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13390^2}{1} \cdot 12 \cdot 10^{-7} = 372,65 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (44):

$$372,65 \leq 888 \text{ Н.}$$

Данный изолятор соответствует условию и может быть установлен.

Аналогичным образом производим выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 10 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-10-20-2 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки).

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{31570^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 1036 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (44):

$$1036 \leq 12000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает большим запасом прочности и может быть принят к установке.

В КРУ 35 кВ для вывода линий из ячеек используются проходные изоляторы. Данные изоляторы выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки (11);
- по номинальному току (12);
- по допустимой нагрузке (44).

В КРУ 35 кВ типа СЭЩ-65 предлагаются к установке проходные изоляторы типа ИППУ-35/1000-8 УХЛ1 (Изолятор проходной полимерный).

Преимуществом проходных полимерных изоляторов является отсутствие хрупкости и стойкость к динамическим ударным воздействиям, например, при токах КЗ, а также устойчивая работа в условиях сильного загрязнения. Выполним проверку по току согласно условию (12):

$$578 \leq 1000 \text{ А.}$$

Допустимая нагрузка для изолятора равна:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13390^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 31 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (44):

$$31 \leq 4500 \text{ Н.}$$

Данный проходной изолятор соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

4.7 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}},$$

(47)

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B},$$

(48)

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на Рисунке 12), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

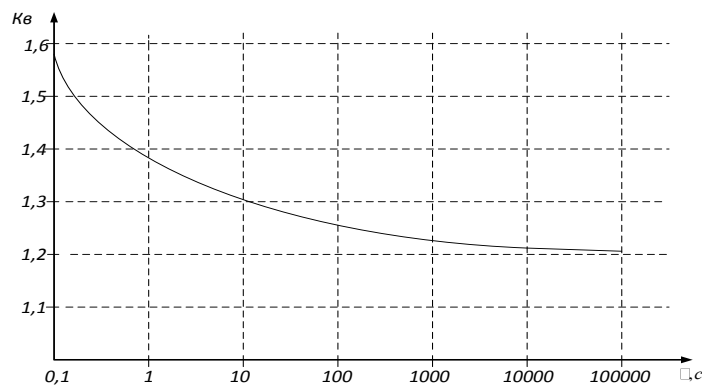


Рисунок 4 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B}.$$

(49)

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \frac{L_{\Pi}}{b} + \frac{Z_B}{b} \frac{L_{\Pi}}{L_{\Pi}},$$

(50)

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

U_{ocm} – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{Π} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

b – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от U_{ocm} , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}},$$

(51)

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \Psi_{U_{осм}} \Psi_T \Psi_n, \quad (52)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На данной подстанции установлены ОПН на шинах ОРУ 220 кВ, ОРУ 35 кВ, а также на шинах силового трансформатора со стороны 220 кВ и 35 кВ. Данные ОПН произведены и установлены в 2010 году, поэтому замену производить не будем. На ошиновке трансформатора 10 кВ и в КРУ 10 кВ установлены разрядники типа РВО-10. Необходимо произвести их замену на ОПН.

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор ввиду близкого их расположения.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию

(47):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,8 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятые к установке, приведены в Таблице 29.

Таблица 29 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	42,5

Продолжение таблицы 29

Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

4.8 Выбор аккумуляторных батарей

Установка постоянного тока с аккумуляторными батареями предназначена для питания оперативных цепей управления, сигнализации, автоматики, системы связи, аварийного освещения, системы пожаротушения и других наиболее ответственных потребителей собственных нужд в нормальном и после-аварийном режимах.

Потребители электроэнергии, получающие питание от аккумуляторных батарей подразделяются на следующие группы:

- Постоянно включенная нагрузка;
- Временная нагрузка;
- Кратковременная нагрузка.

К постоянно включенной нагрузке относятся аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, а также постоянно включенная часть аварийного освещения.

Временная нагрузка появляется при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии.

Длительность кратковременной нагрузки не более 5 с. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, а также пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

Аккумуляторные батареи на подстанциях выбираются по алгоритму, представленному ниже.

Определяется число основных элементов в батарее

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_B},$$

(53)

где $U_{ш}$ – напряжение шин питания постоянного тока, принимают 230 В;

U_B – напряжение на элементе в режиме подзаряда, составляет 2,15 В.

Исходя из этого число элементов составляет:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Определяется число элементов, присоединяемых в режиме постоянного подзаряда при максимальном напряжении:

$$n_{min} = \frac{U}{U_{Bмакс}},$$

(54)

где $U_{Bмакс}$ – максимальное напряжение элемента;

Общее число элементов определяется как:

$$n = \frac{U}{U_{\text{Бмин}}},$$

(55)

где $U_{\text{Бмин}}$ – минимальное напряжение на элементе в конце разряда;

В качестве подзарядных устройств на подстанции используются ВЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2 (выпрямительные агрегаты зарядные, подзарядные, оснащенные индуктивно-емкостным сглаживающим фильтром) в количестве двух штук.

4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве трансформаторов собственных нужд на подстанции «Ключевая» установлены масляные трансформаторы марки ТМ-630/10-66У1. Мощности установленных трансформаторов хватает с запасом для питания собственных нужд станции.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Релейная защита силового трансформатора

Силовые трансформаторы являются одними из основных электрических машин, устанавливаемых на подстанции. Надежная и безаварийная работа трансформаторов влияет на функционирование всей подстанции. Поэтому очень важно правильно построить релейную защиту трансформатора от всех возникающих в трансформаторе неисправностей.

В соответствии с ПУЭ, для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

– понижения уровня масла [2].

Для защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора на ПС 220/35/10 кВ «Ключевая» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. В обязательном порядке устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для выполнения вышеперечисленных защит будем использовать шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора ШЭ 2607 155 отечественного предприятия «ЭКРА». Питание шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройств шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока. Шкаф типа ШЭ2607 155 состоит из двух комплектов [9].

Первый комплект (А1) реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения (СН) с пуском по напряжению (МТЗ СН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2);

- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;

- реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;

- защиту от перегрузки (ЗП);

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

- УРОВ ВН трансформатора;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть комплекта А1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 V041 и электромеханических реле в качестве резервных.

Комплект А2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;

- ручное регулирование напряжения;

- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;

- блокировку РПН от внешних сигналов;

- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;

- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);

- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;

- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления элект-роприводом РПН.

Комплект А2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501 [9].

Газовую защиту трансформатора выполним при помощи реле РГТ-80.

5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита является основной защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты охватываются дифференциальной защитой.

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия, она используется для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективность, отключая только неисправный трансформатор и объекты, попадающие в область защиты.

Для расчета уставок дифференциальной защиты на микропроцессорной базе необходимо рассчитать рабочие вторичные токи трансформаторов тока.

На подстанции были выбраны ранее следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТВГ-УЭТМ-220-0,2-200/5, на стороне СН – ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2/0,5-30-600/5-У2, на стороне НН – ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,2/0,5-30-1500/5-У2.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}},$$

где $I_{ТТ1}$ – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$ – вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{ТТ.СН} = \frac{600}{5} = 120;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Рабочие вторичные токи трансформаторов напряжения:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}},$$

(57)

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ТТ2.ВН} = \frac{92}{40} = 2,30 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.СН} = \frac{412}{120} = 3,43 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.НН} = \frac{1443}{300} = 4,81 \text{ А}.$$

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле, о.е.:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (58)$$

где $K''_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K''_{ПЕР} = 2,5$;

ε - полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{\text{ВЫП}^*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,
 $\Delta f_{\text{ВЫП}^*} = 0,02$.

$$I_{\text{НБ}^*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания I_{d,min^*} следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{\text{bias}^*} = 1,25$.

$$I_{d,\text{min}^*} \geq I_{\text{bias}^*} \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (K'_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}^*} + \Delta f_{\text{ВЫП}^*}), \quad (59)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{\text{ОТС}} = 1,1$;

$K'_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{\text{ПЕР}} = 1,5$

$$I_{d,\text{min}^*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Далее необходимо произвести выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Правильность установки тормозной характеристики влияет на чувствительность защиты. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{\text{Т1}}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{\text{Т,расч}^*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через $I_{\text{Т,расч}^*}$ по формуле:

$$K_{\text{Т1}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ}^*} \cdot I_{\text{скв}^*} - 0,7}{I_{\text{скв}^*} - I_{\text{т,расч}^*}} \leq K_{\text{Т1}};$$

(60)

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным $I_{\text{скв}^*} = 3$. Произведем проверочный расчет для четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполняется, следовательно, устанавливаем 4 характеристику.

5.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита обычно является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от токов внешних коротких замыканий. При трехстороннем питании защита ставится со всех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты определяется как, кА:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX}.$$

(61)

где $K_{НАД}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,2$;

K_B – коэффициент возврата устройства, $K_B = 0,8$;

$K_{САМ.З}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$$I_{СЗ.МТЗ.ВН} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 92 = 276 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле,
А:

$$I_{СЗ2} = \frac{k_{СХ} \cdot I_{СЗ.МТЗ}}{k_T},$$

(62)

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

$$I_{ср.} = \frac{1 \cdot 276}{40} = 6,9 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к

соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ}};$$

(63)

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 8580}{276} = 26,9.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаяем $t_{л.наиб} = 1,5$ с):

$$t_{СЗ.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t с,$$

(64)

$$t_{СЗ.МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 с.$$

Расчет для других сторон трансформатора производится аналогично. Параметры МТЗ представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Уставки срабатывания МТЗ

Сторона СТ	$I_{P.MAX}, A$	$I_{СЗ}, A$	$I_{СЗ2}, A$	$K_{ч}$
ВН	92	276	6,9	11,8

Продолжение таблицы 31

Сторона СТ	$I_{P.MAX}, A$	$I_{СЗ}, A$	$I_{СЗ2}, A$	$K_{ч}$
СН	412	1236	10,3	4,14
НН	1443	4329	14,43	2,45

5.1.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на разгрузку или отключение трансформаторов. Защиту от перегрузки устанавливают со всех сторон трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{СЗ.ПЕР} = \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС},$$

(65)

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,05$.

Рассчитаем ток срабатывания защиты для каждой стороны трансформатора:

$$I_{сз.пер220} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 92 = 120,72 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер35} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 412 = 540,75 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер35} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1443 = 1893,94 \text{ А.}$$

Вторичные токи срабатывания защит:

$$I_{2СЗ.ПЕР220} = \frac{120,72}{40} = 3,018 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер35} = \frac{540,75}{120} = 4,5 \text{ А.}$$

$$I_{сз.пер35} = \frac{1893,94}{300} = 6,31 \text{ А.}$$

5.1.4 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в масле при повреждениях в баке трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого, действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG),

устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее 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 монтажа системы охлаждения и другое. 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.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа РГТ-80.

5.2 Автоматика на ПС Ключевая

На подстанции Ключевая установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Данная автоматика предназначена для обеспечения резервным электроснабжением нагрузок,

подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленная на повышение надежности системы электроснабжения. Заключа-ется в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

В качестве измерительного органа для АВР в высоковольтных сетях служат реле минимального напряжения (реле контроля фаз), подключённые к защищаемым участкам через трансформаторы напряжения. В случае снижения напряжения на защищаемом участке электрической сети реле даёт сигнал в схему АВР. Однако, условие отсутствия напряжения не является достаточным для того, чтобы устройство АВР начало свою работу. Как правило, должен быть удовлетворён еще ряд условий:

- на защищаемом участке нет неустранённого короткого замыкания. Так как понижение напряжения может быть связано с коротким замыканием, включение дополнительных источников питания в эту цепь нецелесообразно и недопустимо.

- вводной выключатель включён. Это условие проверяется, чтобы АВР не сработало, когда напряжение исчезло из-за того, что вводной выключатель был отключён намеренно.

- на соседнем участке, от которого предполагается получать питание после действия АВР, напряжение присутствует. Если обе питающие линии находятся не под напряжением, то переключение не имеет смысла.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Предназначено для пов-торного включения отключившегося при действии релейной защиты выключате-ля через определённое время; бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Противоаварийная автоматика, направленная на повышение надежности работы электроэнергети-ческой системы путем предотвращения образования лавины частоты и сохране-ния целостности этой системы. Метод заключается в

отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

Основные категории АЧР:

- АЧР I;
- АЧР II.

Задача АЧР I: быстрое отключение части потребителей с целью остановить лавинообразный процесс падения частоты в системе. Диапазон уставок АЧР-I лежит от 48,5 Гц до 46,5 Гц с шагом в 0,1 Гц. Мощность отключаемых потребителей равномерно распределяют по ступеням. Выдержка по времени у АЧР I лежит в пределах от 0,3 до 0,5 секунды.

Задача АЧР II — поднять частоту в системе после остановки «лавины частоты» выполненной АЧР I до значений выше 49 Гц. Она начинает срабатывать после того, как частота установится на уровне 47,5—48,5 Гц. Выдержка времени между ступенями АЧР II больше, чем у АЧР I и выбирается в диапазонах от 5—10 до 70—90 секунд. Такая большая выдержка времени обусловлена тем, что система может длительно работать при частоте выше 49,2 Гц, поэтому быстро доводить значение частоты до номинального путем отключения потребителей, которые могут получать электроэнергию без особого вреда для системы, не имеет смысла.

Схемы АЧР относят к аппаратуре РЗА (релейной защиты и автоматики) электрических сетей и традиционно основаны на частотных реле.

6 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

Проблема надежности в современном мире является ключевой. Она определяет безопасные условия существования человечества. Особо следует выделить проблему надежности систем электроэнергетики, как один из главных аспектов обеспечения энергетической безопасности в мире. Надежность электроэнергетических систем — комплексное понятие, зависящее от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков и вероятности их выхода [10].

Важным элементом энергосистемы является подстанция, от надежности работы которой зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность [10].

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации [10].

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей надежности.

В общем случае стоит отметить, что замена старого оборудования на новое повышает надежность подстанции и электроснабжения, так как технологии изготовления, а также конструкция электроаппаратов совершенствуется с целью уменьшения человеческого фактора при отказах и общего увеличения срока безотказной работы.

Строительство КРУ 35 кВ вместо ОРУ 35 кВ помимо существенного сокращения площади позволит повысить надежность работы подстанции. Высокая надежность и эксплуатационная безопасность обеспечивается за счет применения механических блокировок, не позволяющих оперативному персоналу выполнять неправильные действия:

- блокировка, препятствующая перемещению выкатного элемента при открытой двери отсека выключателя;
- блокировка открытия двери отсека выключателя при нахождении выкатного элемента в рабочем или промежуточном положении;
- блокировка, препятствующая ручному открытию шторок;
- блокировка, препятствующая перемещению выкатного элемента при включенном заземлителе;

- блокировка, препятствующая включению выключателя при нахождении выкатного элемента в промежуточном положении;
- блокировка, препятствующая перемещению выкатного элемента при включенном выключателе;
- блокировка, препятствующая операциям с заземлителем при нахождении выкатного элемента в рабочем или промежуточном положениях;
- блокировка, препятствующая операциям с заземлителем при открытой двери кабельного отсека;
- блокировка доступа в кабельный отсек при отключенном заземлителе.

Помимо этого, вся конструкция имеет повышенную механическую прочность, а также пыле- и влагозащищенность.

Замена устаревшего оборудования КРУ 10 кВ на новое существенно повысит надежность электроснабжения потребителей и собственных нужд станции.

Для численной оценки надежности в инженерной практике пользуются аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы [10].

В качестве примера произведем расчет надежности аналитическим методом ОРУ 220 кВ подстанции «Ключевая».

Ниже на рисунках приведены рабочая схема, где пронумерованы все элементы, и расчетная схема замещения в нормальном режиме.

Каждый элемент однолинейной электрической схемы вводится в схему замещения в виде показателя вероятности отказа элемента. Вероятность отказа выключателей вводится моделью выключателя, где учитывается смежные с ним элементы.

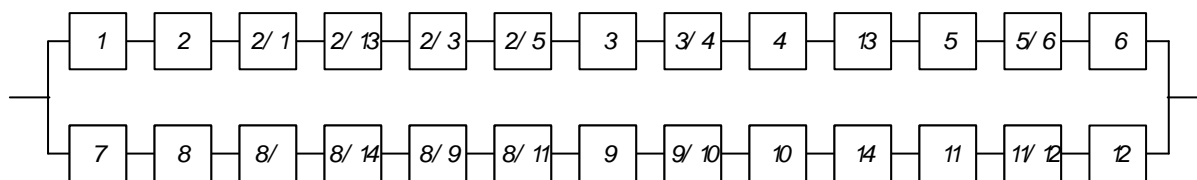


Рисунок 5 – Расчетная схема замещения нормального режима

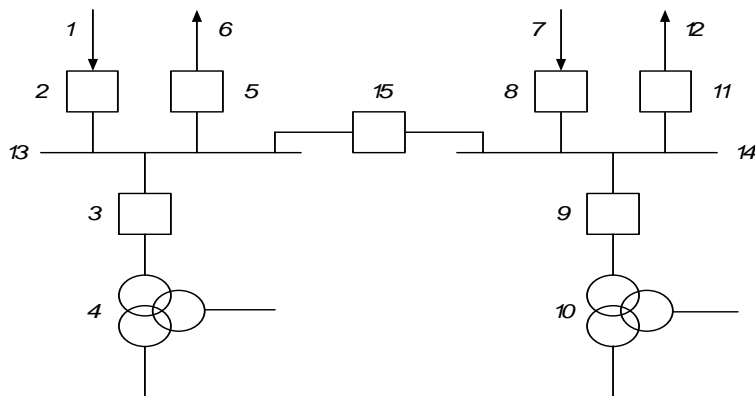


Рисунок 6 – Рабочая схема ОРУ 220 кВ (нормальный режим)

Подробный расчет надежности ОРУ 220 кВ приведен в приложении В.

Основные показатели надежности для удобства сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Показатели надежности ОРУ 220 кВ

Параметр	Параметр потока отказов схемы, ω_c , 1/год	Коэффициент простоя схемы, $K_{ПС}$	Среднее время б/о работы, T_c , лет	Расчетное время б/о работы, T_p , лет	Среднее время восстановления, $t_{вс}$, ч
Значение	$2,236 \times 10^{-3}$	$1,848 \times 10^{-6}$	447,29	47,97	7,2

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Обеспечение безопасности

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий элект-ропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности при эксплуатации данных объектов. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ, МПОТ, ПТЭ, технику безопасности при строитель-но-монтажных работах в энергетике.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполня-ются ниже перечисленные требования.

Распределительные устройства 35 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запира-ния заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную. Разъединители ОРУ-220 и ОРУ-110 оборудуются электромагнитной блокировкой.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов не менее 2 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10x10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м.

Указатели уровня и температуры масла маслонаполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечить удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно составлять не менее 0,2 м или должен быть предусмотрен соответствующий приямок [2].

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов [11].

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины,

компрессорные установки и воздухохборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда и правилами Госгортехнадзора.

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами [12].

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению перехлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электро-передачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [12].

Для обеспечения защиты персонала от прикосновения к частям аппаратов, которые могут оказаться под напряжением, а также для выравнивания потенциалов на территории подстанции в данной работе

произведено проектирование сетки защитного заземления. С целью защиты от грозových перенапряжений разработана молниезащита подстанции и произведен расчет грозоупорности ОРУ 220 кВ.

7.1.1 Определение параметров контура заземления

Главным источником опасности для человека, находящегося вблизи действующей электроустановки, является электрический ток, который протекает через тело человека при соприкосновении с частями электроустановки, находящимися под напряжением. Этот ток зависит от разности потенциалов, мощности источника и сопротивления тела человека.

Все металлические части электроустановок, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции должны надежно заземляться. Заземление данного типа предназначено главным образом для защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения и поэтому называется защитным.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления аппарат не может выполнять свои функции или его режим работы нарушается [2].

Для защиты оборудования от повреждения при ударах молнии применяется грозозащита, выполняемая с помощью разрядников, ОПН, искровых промежутков, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно все три типа заземления выполняют в виде одного заземляющего устройства.

Заземление на подстанции выполняется в виде сетки из горизонтальных и вертикальных электродов. Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, согласно ПУЭ.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и

импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ подстанции «Ключевая». Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5),$$

(66)

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 12190 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 12$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2,$$

(67)

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = 3,1416 \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}},$$

(68)

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{3760^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 46,375 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}),$$

(69)

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k,$$

(70)

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,608;$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 0,608 \cdot (12 + 0,608) = 24,059 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с};$$

(71)

$$F_{м.н} = 113,097 \geq F_{\min} = 70,434 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}};$$

(72)

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 12190}{6} = 4064 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

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

(73)

$$m = \frac{4064}{2 \cdot \sqrt{12190}} - 1 = 17,4.$$

Принимаем: $m=18$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,134 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1);$$

(74)

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 4196 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a},$$

(75)

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15} = 29,44.$$

Принимаем: $n_e = 30$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right),$$

(76)

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_e / \sqrt{S_1}$.

$l_e / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{12190} = 0,045$, следовательно, $A = 0,4$ [13].

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{13}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}},$$

(77)

где h_{13} – глубина заложения заземлителя, м;

ρ_1, ρ_2 – удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта
соот-ветственно;

h_1, h_2 – толщина верхнего (супеси) и нижнего (суглинки) слоев грунта
соответственно, м.

$$h_{\Sigma} = h_1 + h_2;$$

(78)

$$h_{\Sigma} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{2}{70} + \frac{3,8}{20}} = 26,5 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 26,5 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{12190}} + \frac{1}{4196 + 30 \cdot 5} \right) = 0,102 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_m + 45)}},$$

где I_m – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12190}}{(26,5 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,243;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно
соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом;}$$

(79)

$$R_u = 0,102 \cdot 2,243 = 0,229 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует
требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

7.1.2 Расчет молниезащиты подстанции

Удар молнии в электроустановки, находящиеся под рабочим

напряжением, вызывает опасные перенапряжения, которые могут привести к повреждению изоляции и выходу из строя данной электроустановки. Поэтому важно правильно организовать на подстанции защиту от проявлений грозовой деятельности.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью системы молниеотводов. Назначение молниеотвода – принять подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Располагают молниеотводы обычно на опорах линейных порталов, на крышах зданий или на прожекторных мачтах. Допускается также устанавливать отдельно стоящие молниеотводы в виде цельных железобетонных и металлических конструкций без растяжек. В этом случае металлоконструкции порталов и мачт используются в качестве токоотводов.

Если молниеприёмник расположен на изолированных опорах, то по ним прокладываются токоотводы в виде тросов. Заземлитель молниеотвода выполняется в виде сложной конструкции, соединяется с заземлителем в нескольких местах и служит для стекания тока молнии в землю.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, находящееся более низко по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, при условии нахождения внутри зоны защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты. По мере продвижения внутрь зоны, надежность защиты увеличивается.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты

одиноким стержневым молниеотводом представляет собой круговой конус.

Нормируется два вида зон защиты:

- зона А – с надежностью не менее 0,995;

- зона Б – с надежностью не менее 0,95.

Применение того или иного типа зоны защиты зависит от категории защищаемого объекта по взрыво- и пожаробезопасности, согласно ПУЭ.

Расчет молниезащиты начинается с определения числа ударов молнии в год в защищаемый объект при отсутствии молниезащиты. В качестве защищаемого объекта выступает ОРУ 220 кВ подстанции «Ключевая».

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта производится по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6},$$

(80)

где A, B – соответственно, длина и ширина здания или сооружения, м;

h_x – наибольшая высота здания или сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 40 до 60 ч, следовательно, $n = 2$. Отсюда

$$N = 0,06 \cdot 4 \cdot (123,2 + 10 \cdot 17,5) \cdot (93,6 + 10 \cdot 17,5) \cdot 10^{-6} = 0,019$$

Так как полученное значение меньше $N < 1$, используем тип зоны защиты Б.

Далее произведем расчет параметров защиты молниеотводов. Высоту молниеприемника примем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 220 кВ, которая составит 27 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h,$$

(81)

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 27 = 24,84 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h,$$

(82)

$$r_0 = 1,5 \cdot 27 = 40,5 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right),$$

(83)

где $h_{эф}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 40,5 \cdot \left(1 - \frac{17}{24,84} \right) = 12,78 \text{ м.}$$

Остальные параметры защиты определяются попарно для всех молниеотводов. Так как они все рассчитываются аналогично, приведем пример расчета для молниеотводов 1-2. Подробный расчет для всех остальных комбинаций молниеотводов приведен в приложении Г.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h),$$

(84)

где L – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 24,84 - 0,14 \cdot (42,8 - 27) = 22,63 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равна r_0 .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}$$

$$r_{cx} = 40,5 \cdot \frac{22,63 - 170}{22,63} = 10,07 \text{ м.}$$

По окончании расчета всех молниеприемников строится общая картина зоны защиты для указанного объекта.

7.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ

Суть определения грозоупорности ОРУ заключается в определении средней повторяемости опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов, которое должно составлять для 220 кВ не менее 1000 для прямых ударов молнии и 400-600 лет при набегании волн перенапряжений на подстанции при ударе молнии в линию. Данный показатель надежности зависит главным образом от интенсивности грозовой деятельности.

Повторяемость в годах опасных перенапряжений из-за грозовых разрядов в ОРУ определяется по формуле:

$$T_{ПУ} = \frac{1}{N_{ПУ}} \text{ лет,}$$

(85)

где $N_{ПУ}$ – число случаев перекрытия изоляции в году.

Число случаев перекрытия изоляции определяется по формуле:

$$N_{ПУ} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_\alpha \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6},$$

(86)

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км²;

a_T и b_T – длина и ширина территории соответственно, м;

$R_{ЭКВ}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м;

$\eta_{ПР}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

p_α – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы, для класса напряжения до 750 кВ равно 0,005;

$p_{ПР}$ – доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{ОП}$ – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС минуя молниеотводы, равно 0,9.

$p_{ОП}$ – вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов.

Выполним необходимые для определения данных величин расчеты.

Волновое сопротивление ошиновки, Ом:

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp}}{r_3} \right),$$

(87)

где h_{cp} – высота подвеса ошиновки, м;

r_3 – радиус фазы, м.

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 17,5}{0,012} \right) = 478,69 \text{ Ом.}$$

Критический ток молнии, кА:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ОШ}},$$

(88)

где $U_{50\%}$ – разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ.

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 620}{478,69} = 2,59 \text{ кА.}$$

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

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}},$$

$$p_{np} = e^{-0,04 \cdot 2,59} = 0,902.$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды, м:

$$R_{экр} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30},$$

(89)

где h_c – максимальная высота сооружения.

$$R_{экр} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,08 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км²:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{гроз_ч},$$

(90)

где $N_{гроз_ч}$ – среднее число грозových часов, для ПС «Ключевая» равно 50.

Тогда число случаев перекрытия изоляции составит:

$$N_{ПУ} = 2,5 \cdot (123,6 + 2 \cdot 67,08) \cdot (87,5 + 2 \cdot 67,08) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,902 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 5,795 \cdot 10^{-4}$$

Повторяемость в годах опасных перенапряжений при прямых ударах молнии составит:

$$T_{ПУ} = \frac{1}{5,795 \cdot 10^{-4}} = 1676 \text{ лет,}$$

что соответствует норме.

Число опасных грозových перенапряжений, возникающих от набегающих волн, определяется по формуле:

$$N_{ПУ} = N \cdot N_{гроз_ч} \cdot l_{опас_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_\alpha \cdot \psi_{ПР} + \delta_{ОП} \cdot p_{ОП} \cdot \psi_{ОП}) \cdot 10^{-4},$$

(91)

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии;

$l_{опас_зона}$ – длина опасной зоны, 2 км;

$n_{вл}$ – число подходящих к ОРУ линий, равно 4;

$k_э$ – коэффициент взаимного перекрытия линии вне городской черты, 0,6;

$\psi_{ПР}$ – доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны.

$\delta_{ОП}$ – доля грозových ударов в опору;

$\psi_{ОП}$ – доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны;

Определим необходимые для расчета параметры.

Величина критического тока набегающей волны на РУ при ударе молнии в провод для внутренней изоляции электроустановки, кА:

$$I_{ПР_ЭУ} = \frac{2 \cdot U_{ДОП}}{Z_{ПР_КОР}},$$

(92)

где $U_{ДОП}$ – допустимое напряжение для внутренней изоляции СТ, реактора,

выключателя и линии, равно 484 кВ.

$Z_{ПР_КОР}$ – волновое сопротивление коронирующей линии, 368 Ом.

$$I_{ПР_ЭУ} = \frac{2 \cdot 484}{368} = 2,63 \text{ кА.}$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провода:

$$\psi_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{ПР_ЭУ}},$$

(93)

$$\psi_{пр} = e^{-0,04 \cdot 2,63} = 0,9.$$

Величина критического тока для внутренней изоляции ПС при обратных перекрытиях:

$$I_{ОП_ЭУ} = \frac{U_{ДОП}}{R_{И} + \delta \cdot h_{ОП}},$$

(94)

где $R_{И}$ – импульсное сопротивление заземлителя, 0,5 Ом;

δ – коэффициент для одного защитного троса, равный 0,3;

$h_{ОП}$ – высота опоры, 36 м.

Величина критического тока при обратных перекрытиях составит:

$$I_{ОП_ЭУ} = \frac{484}{0,5 + 0,3 \cdot 36} = 42,83 \text{ кА.}$$

Доля опасных импульсов, возникающих при обратных перекрытиях в пределах опасной зоны:

$$\psi_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{ОП_ЭУ}},$$

(95)

$$\psi_{он} = e^{-0,04 \cdot 42,83} = 0,18.$$

Доля грозовых ударов в опору:

$$\delta_{оп} = \frac{N_{оп}}{N},$$

(96)

где $N_{оп}$ – число ударов молнии в опору.

$$\delta_{оп} = \frac{10}{30} = 0,33.$$

Число опасных грозových перенапряжений, возникающих от набегающих волн составит:

$$N_{пв} = 30 \cdot 50 \cdot 2 \cdot 4 \cdot (1 - 0,6) \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,3 \cdot 0 \cdot 0,18) \cdot 10^{-4} = 2,16 \cdot 10^{-3}$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС при набегании волны:

$$T_{пв} = \frac{1}{2,16 \cdot 10^{-3}} = 462,9 \text{ лет.}$$

7.1.4 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [13].

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и

другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него [13].

Противопожарная защита обеспечивается: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных, а также ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды; применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожаро-опасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери [13].

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 220 кВ.

В связи с тем, что на ПС «Ключевая» устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения пожара на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распре-

делительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [13].

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [14].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается [15].

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [16].

7.2 Обеспечение экологичности

В процессе строительства и эксплуатации все энергообъекты оказывают определенное влияние на окружающую среду. Все проявления вредного влияния, которое оказывается на среду различными электротехническими объектами можно разделить на несколько групп.

Акустический шум.

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. В последнее время в практике строительства и эксплуатации все чаще приходится сталкиваться с вопросами борьбы с шумом от подстанций, близких к жилым массивам. Источниками шума на ПС являются трансформаторы, вентиляторы и насосы систем охлаждения, синхронные компенсаторы, выключатели. Снижение шума достигается специальным размещением ПС, применением шумозащитных экранов [17].

Изъятие из пользования земель под ЭС.

Во время строительства и эксплуатации воздушных линий и подстанций при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет.

Нарушение почвенно-растительного покрова при строительстве обусловлено устройством котлованов для заглубления опор ВЛ, под фундаменты оборудования, под маслосборники и т.д.

Использование земельных ресурсов в проекте обеспечивается изъятием земли в постоянное и временное пользование в соответствии с 14278ТМ-Т1 «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ» и «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи» (Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г. Москва).

При разработке плана реконструкции учитывались возможности ограничения изымаемых земель, а именно, взамен ОРУ 35 кВ было спроектировано КРУ 35 кВ, которое позволило существенно сократить размеры распредустройства.

Загрязнение среды трансформаторным маслом и элегазом.

При возникновении серьезных аварий (возгорание трансформатора) может произойти разлив горящего масла за пределы бака трансформатора, что влечет за собой особую опасность для окружающей среды и человека. Для предотвращения растекания горящего масла по подстанции, маслonaполненное оборудование ограждается маслоприемником.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

Элегаз является одним из сильнейших парниковых газов, который очень медленно разлагается в природной среде. Также элегаз является более тяжелым газом, чем воздух и, поэтому, при утечках скапливается в нишах, вытесняя при этом воздух, что несет большую опасность для персонала, обслуживающего установки. Поэтому при использовании элегазового оборудования огромное внимание уделяется уплотнениям разъемных частей аппаратов и производится постоянный контроль давления элегаза, утечка в год которого не должна превышать 0,5 %. В закрытых помещениях, где установлено элегазовое оборудование предусматривается приточно-вытяжная вентиляция.

При разработке варианта реконструкции был сделан упор на уменьшение количества маслonaполненного и элегазового оборудования на подстанции. Так, использование КРУ 35 кВ с вакуумными выключателями позволит полностью избавиться от маслonaполненного и элегазового оборудования в распред-устройстве среднего напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция подстанции напряжением 220/35/10 кВ Ключевая» были решены основные задачи, связанные с реконструкцией.

Разработаны варианты реконструкции подстанции, технико-экономическое сравнение которых позволило определить наилучший. Выбранный вариант реконструкции является оптимальным в плане надежности и экономичности. Расширение существующей схемы ОРУ 220 кВ до предложенной позволит существенно сэкономить капиталовложения. При этом, данное распределительное устройство будет отвечать требованиям надежности ввиду использования современного оборудования, а также за счет конфигурации самой схемы. Было решено возвести вместо ОРУ 35 кВ компактное КРУ 35 кВ, которое позволяет существенно сократить площадь, занимаемую распределительным устройством, повысить надежность, упростить монтаж и обслуживание.

Всё принятое к замене оборудование соответствует климато-географическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах.

Для установленных на подстанции силовых трансформаторов произведен расчет уставок основных защит, выполненных на микропроцессорной базе.

По произведенному расчету параметров надежности ОРУ 220 кВ можно судить и высокой продолжительности работы схемы в нормальном режиме.

С целью обеспечения безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. Для защиты изоляции установленного оборудования произведен расчет молниезащиты подстанции и выполнена проверка путем расчета грозоупорности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 2 Правила устройства электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2003.
- 3 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 4 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.
- 5 ГОСТ Р 52565-2006.
- 6 Высоковольтное оборудование / Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://uetm.ru/products/146/> – 20.06.2015.
- 7 Электрощит.Ру [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/catalog/> – 20.06.2015.
- 8 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 9 Шкаф защиты трехобмоточного трансформатора ШЭ2607 155 / ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/298-she2607-155.html>– 20.06.2015.
- 10 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие / Н.В. Савина. – Амурский гос. ун-т, 2007.
- 11 Техника безопасности при строительномонтажных работах в энергетике. Справочное пособие / под ред. П. Н. Долина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 544 с.
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 13 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004.

– 964 с.

14 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.

15 ГОСТ 12.4.009-83. Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. 1983. – 24 с.

16 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97. Строительные нормы и правила РФ.

17 Кукин, П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда) / П. П. Кукин, В. Л. Лапин, Н. Л. Пономарев. Учеб. пособие для вузов., 2-е изд. испр. и доп. М. : Высш. шк., 2002. – 319 с.

18 СНиП 23-03–2003. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

19 Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. Учебное пособие. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 136 с.

20 Заземления в сетях высокого напряжения / под ред. Р. Н. Карякина. – М. : Энергоатомиздат, 2002. – 377 с.

21 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

22 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 НИЦ ЭНАС, 2001.

23 РД 153–34.3–35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / под научной ред. Н. Н. Тиходеева. – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.