

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Гавань напряжением 35/6 кВ в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 742-об1

(подпись, дата)

А.Ю. Калайда

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Калайда Алину Юрьевну

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Гавань напряжением 35/6 кВ в Приморском крае

(утверждена приказом от 19.03.21 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования; 2. Расчет ТКЗ; 3. Выбор оборудования; 4. Заземление и молниезащита; 5. Релейная защита; 6. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Юрий Викторович Мясоедов, профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 с., 16 рисунков, 25 таблиц, 147 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ.

В работе выполнено проектирование подстанции Гавань напряжением 35/6 кВ в районе Эгершельд Приморского края. Выполнен расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты и безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
2 Выбор схемы проектируемой подстанции	11
3 Выбор силовых трансформаторов	12
4 Расчёт токов короткого замыкания	14
4.1 Параметры схемы замещения прямой последовательности	17
4.2. Эквивалентирование схемы прямой последовательности	19
4.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания	21
4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ	23
4.5 Параметры схемы замещения обратной последовательности	25
4.6 Параметры схемы замещения нулевой последовательности	25
4.7 Определение несимметричных коротких замыканий	28
4.8 Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени	30
5 Выбор оборудования	33
5.1 Выбор КРУ	33
5.2 Выбор и проверка выключателей	37
5.3 Выбор разъединителей	43
5.4 Выбор трансформаторов тока	44
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	51
5.6 Выбор и проверка токоведущих частей	53
5.7 Выбор и проверка изоляторов	56
5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	58
5.9 Выбор ОПН	64
6 Релейная защита, автоматика и сигнализация	67
6.1 Защита трансформатора	68

6.2	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	69
6.3	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	77
6.4	Автоматика на подстанции Гавань	79
6.5	Сигнализация на подстанции Гавань	80
7	Заземление и молниезащита подстанции Гавань	84
7.1	Заземление подстанции Гавань	84
7.2	Защита от прямых ударов молнии	90
8	Безопасность и экологичность	93
8.1	Безопасность	93
8.1.1	Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС	93
8.1.2	Безопасность при строительных и грузоподъемных работах	93
8.1.3	Безопасность при эксплуатации установок ПС	95
8.2	Экологичность	96
8.2.1	Акустическое воздействие	96
8.2.2	Влияние электромагнитного излучения	99
8.2.3	Защита почвы	99
8.2.4	Отвод земель	101
8.3	Чрезвычайная ситуация	102
9	Оценка экономической эффективности	106
9.1	Капиталовложения в подстанцию	106
9.2	Расчет потерь электрической энергии	108
9.3	Расчет издержек	109
9.4	Определение себестоимости	111
	Заключение	114
	Библиографический список	115

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает крупнейшей в мире электроэнергетикой, большая часть которой объединена в единую энергосистему - технически, технологически и экономически связанные предприятия с вертикальной схемой управления и планирования, контроля и ценообразования, оперативно-диспетчерского регулирования производства, передачи и распределения энергии.

Интенсивная застройка полуострова Шкота и значительное увеличение потребления электрической энергии промышленным сектором и жителями района привело к тому, что нагрузка подстанции Эгершельд превышает нагрузку, нормируемую правилами технической эксплуатации и необходимо строительство новой электрической подстанции, которая закроет существующие потребности в электроэнергии потребителей района Эгершельда и полуострова Шкота.

Обеспечить возрастающие потребности полуострова Эгершельд в электроэнергии возможно только путем строительства новой, более мощной подстанции с последующим демонтажом ныне существующей. При этом во время строительства подача электроэнергии не будет прерываться.

Эгершельд находится в кризисной ситуации по электроснабжению, и вывод из строя одного из трансформаторов на старой подстанции приведет к отключению половины потребителей района. Новая подстанция Гавань позволит избежать таких отключений, закроет потребности в электроэнергии не только Эгершельда, но и полуострова Шкота, а также позволит подключить новых потребителей.

Актуальность работы заключается в необходимости проектирования новой подстанции Гавань напряжением 35/6 кВ в районе Эгершельд Приморского края.

Кроме того, новая подстанция-закрытого типа, то есть все оборудование, включая силовые трансформаторы, будет расположено в закрытом помещении, что исключает вредное воздействие на окружающую среду.

Подстанция будет отвечать самым современным требованиям безопасности и эксплуатации, что обеспечит соответствующее качество электроэнергии, надежность электроснабжения потребителей и позволит снизить производственный шум от работы понижающих трансформаторов.

По назначению данная подстанция является потребительской, то есть служит для питания потребителей. По способу подключения к энергосистеме она является проходной, так как только часть мощности, приходящая на подстанцию, питает потребителей подстанции.

Проектирование позволит максимально приблизить высшее напряжение 35 кВ к центру потребления электроэнергии, что дает распределительным сетям 6 (10) кВ резервирование и минимальную протяженность линий.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схемы подстанции;
2. произвести расчёт токов короткого замыкания;
3. произвести выбор и проверку оборудования подстанции;
4. произвести расчёт молниезащиты подстанции;
5. произвести расчёт безопасности и экологичности.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности и оптимальной надёжности электроснабжения.

Ожидаемые результаты работы: произвести проектирование новой подстанции 35/6 кВ Гавань. Разработанная схема подстанции должна будет обеспечивать безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 30 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

В процессе решения бакалаврской работы был использован пакет программ «Microsoft Office- 2013».

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основные факторы влияющие на климат Приморского края является муссонный тип циркуляции атмосферы, а также приближенность к морю. В целом характеризующийся относительно комфортным климатом. Богат на биологические ресурсы (водные ресурсы, лес, уголь).

Зимой территория края находится под влиянием холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области азиатского антициклона. В это время года преобладают северо-западные ветры. Зима сухая и холодная с ясной погодой.

Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Для приморской весны характерны заморозки, которые прекращаются в конце весны.

Лето теплое и влажное, на летние месяца приходится максимум количества осадков. Кроме того, летом по территории края часто проходят тропические тайфуны.

Осень как правило сухая с ясной погодой. Начинается с первых заморозков в сентябре и заканчивается обильными снегопадами в ноябре.

Сумма осадков за год составляет 550-920 мм. в год. Основная масса осадков выпадает в летний период. Данный регион относится к районам с умеренной пляской проводов.

Выбранный регион имеет общую границу на севере с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юге с КНДР. С восточной стороны омывается Японским морем.

Ландшафтная структура острова Шкота сформирована 16 морфологическими единицами ранга урочище. Вся территория острова относится к горному классу ландшафтов. Почти 82% площади острова приходится на низкогорный подкласс, 12,35% – на прибрежный подкласс ландшафтов; в северной части острова представлен пляжевый аккумулятивный ландшафт на песчано-галечных прибрежных отложениях без

растительного и почвенного покровов.

Основные климатические характеристики представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические характеристики

Климатическая характеристика	Величина
Район по ветру	4
Максимальный скоростной напор, (Па)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	20
Толщина стенки гололеда, (мм)	20
Максимальная температура воздуха, (°С)	30
Минимальная температура воздуха, (°С)	-40
Среднегодовая температура воздуха, (°С)	-1
Число грозных часов	10-20
Сейсмичность района	6

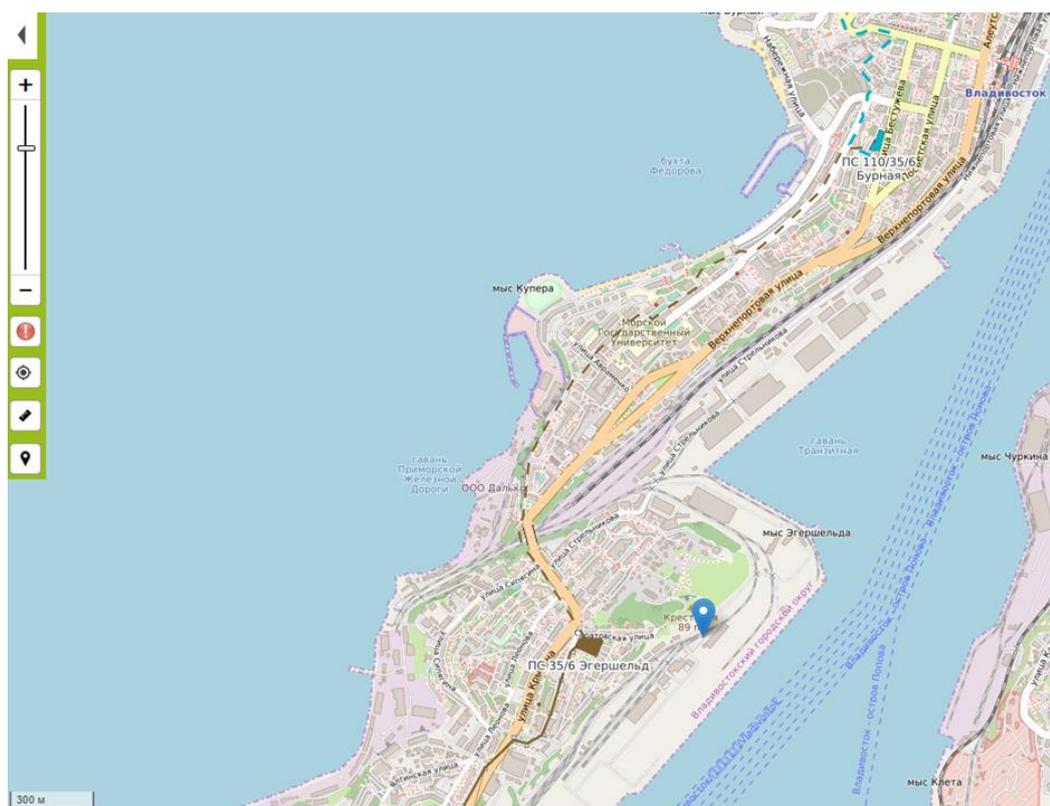


Рисунок 1– Место проектирования подстанции Гавань.

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор схемы РУ начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

Схемы электрические распределительных устройств выбираются по типовой работе "Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения с учетом "Общих технических требований к подстанциям 330-750 кВ нового поколения"

Аппараты и проводники в цепях трансформаторов, с учетом перспективы, должны быть, как правило, рассчитаны по номинальному току, току перегрузки и току к.з. на установку более мощных трансформаторов, следующий по стандартной шкале номинальной мощности.

В соответствии с НТН для ПС 35 – 750 кВ разработаны типовые схемы, позволяющие максимально унифицировать практичные решения.

ПС 35/6 кВ «Гавань» по высокому напряжению является тупиковой.

В связи с количеством присоединений к подстанции и технико-экономичность целесообразностью приняты следующие схемы электрических соединений распределительных устройств:

- Закрытое распределительное устройство 35 кВ (ЗРУ 35 кВ) – схема №35-9 одна рабочая секционированная выключателем система шин.
- Закрытое распределительное устройство 6 кВ (ЗРУ 6 кВ) - схема № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе числа трансформаторов, устанавливаемых на проектируемой подстанции, следует исходить из надежности электроснабжения потребителей. В связи с тем, что время отключения потребителей первой категории составляет время отключения АВР, согласно [5], то, как правило, на подстанции предусматривается установка, как минимум двух трансформаторов.

Мощность каждого из трансформаторов обычно определяется из требований к параллельно работающим трансформаторам:

- равенство напряжений на сторонах ВН и НН;
- соотношение мощностей должно быть не более одной третьей;
- соотношение мощностей должно быть не более одной третьей;
- равенство напряжений короткого замыкания $U_k = \pm 10\%$;
- схемы соединений и группы соединений параллельно работающих трансформаторов должны быть одинаковы.

Поэтому рекомендуется выбирать трансформаторы одинаковой мощности и тока.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трас}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{тр}} \cdot K_{\text{зопт}}}; \quad (1)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчетная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт, (данные по контрольным замерам, приняты по тех.условиям для присоединения заданным потребителям)

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки трансформатора, для двухтрансформаторной подстанции равен значению $k_{\text{з}} = 0,7$.

Расчетная мощность на ПС Гавань:

$$S_{\text{трас}} = \frac{\sqrt{10,88^2 + 4,35^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,37 \text{ МВА.}$$

Принимаем трансформаторы ТДН-16000/35/6

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$K_{\text{зп/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{тр}} - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}; \quad (2)$$

При этом должно выполняться условие:

$$K_{\text{зп/а}} \leq 1,4;$$

$$K_{\text{зп/а}} = \frac{\sqrt{10,88^2 + 4,35^2}}{16} = 0,7.$$

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется любое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

1. Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
2. Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
3. Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
4. Считают, что трехфазная система является симметричной;
5. Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
6. При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 35 кВ ПС Гавань (К1) и шины 6 кВ ПС Гавань (К2). Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базисными условиями: S_6 – базисной мощностью, МВ·А; U_6 – базисным напряжением, кВ.

За базисную мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_6 = 100$ МВ·А. За базисное напряжение удобно принять среднее напряжение $U_6 = U_{cp}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

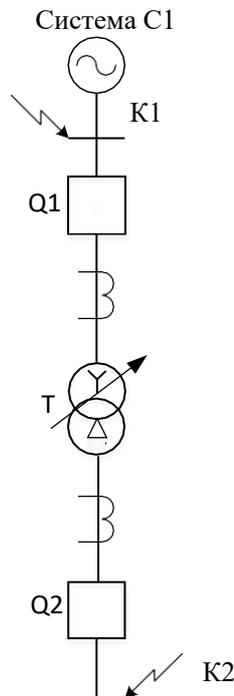


Рисунок 2 – Поясняющая схема с указанием расчетных точек к.з

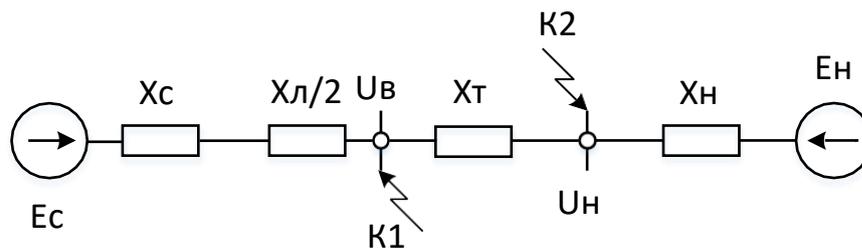


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности

4.1 Параметров схемы замещения прямой последовательности

Для простоты решения расчет будем проводить в относительных единицах приближенным способом. Задаемся следующими базисными величинами:

$$S_б = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А} ,$$

$$U_б = 6,3 \text{ кВ}.$$

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базисным условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15,с 99]:

– для системы $E_c = 1$;

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11,с 60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 2 – Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
1	2
СД высоковольтн.	50

1	2
АД высоковольтн.	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с 60]:

$$E_H = 0,85 \text{ о.е.}$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_6}{S_H}; \quad (3)$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{100}{11,71} = 2,82 \text{ о.е.}$$

Где S_H – суммарная мощность нагрузки.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}}; \quad (4)$$

Где $I_{\text{по}}^{(3)}$ - периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 35} = 1,031 \text{ о.е.}$$

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным, находится по формуле:

$$X_{\text{вл}} = X_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (5)$$

Где $X_{\text{уд}}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км;

U_6 - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае ЛЭП), кВ.

$$X_{\text{вл}} = 0,4 \cdot 7,7 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,225 \text{ о.е.}$$

Сопротивления двухобмоточных трансформаторов определяются по формуле:

$$X_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{т.ном}}}; \quad (6)$$

$$X_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,625 \text{ о.е.}$$

4.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для вычисления необходимых параметров нужно привести заданную схему электрической сети к простейшему виду, т.е. провести ее эквивалентирование относительно точки КЗ.

При преобразованиях используются основные приемы эквивалентных

преобразований, известные из теории линейных цепей, в этом случае схема замещения имеет следующий вид:

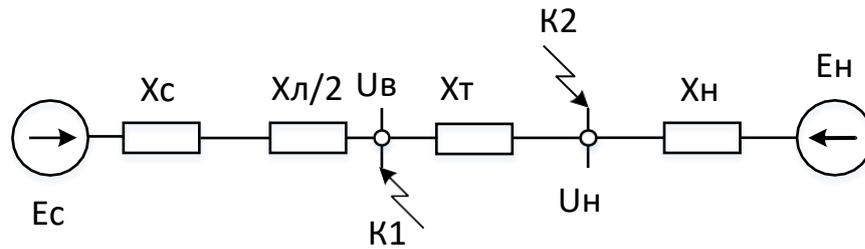


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

Для точки к.з. K1:

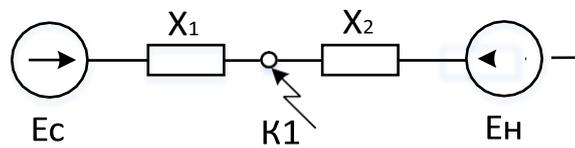


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения для точки K1

$$X_1 = X_c + \frac{X_{\text{вл}}}{2}; \quad (7)$$

$$X_1 = 1,031 + \frac{0,225}{2} = 1,157 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_t + X_n; \quad (8)$$

$$X_2 = 0,625 + 3,033 = 3,658 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. K2:

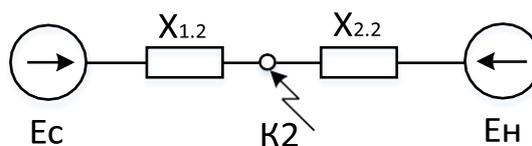


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения для точки K2

$$X_{1.2} = X_c + \frac{X_{вл}}{2} + X_2; \quad (9)$$

$$X_{1.2} = 1,031 + \frac{0,225}{2} + 0,625 = 1,75 \text{ о.е}$$

$$X_{2.2} = X_H; \quad (10)$$

$$X_{2.2} = 3,033 \text{ о.е.}$$

4.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. в месте к.з. будет определяться суммой всех токов, протекающих по ветвям, т.е для начала требуется вычислить ток отдельно для каждой ветви.

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бi}}}; \quad (11)$$

Где $I_{\text{бi}}$ - базисный ток в точке к.з;

$U_{\text{бi}}$ - базисное напряжение в точке к.з.

$$I_{\text{noi}} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\text{бi}}; \quad (12)$$

I_{noi} - периодическая составляющая тока трехфазного к.з. Для точки к.з.К1:

$$I_{\text{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,65 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{пос1}} = \frac{1}{1,125} \cdot 1,65 = 1,466 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пон1}} = \frac{0,85}{3,658} \cdot 1,65 = 0,383 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к1}} = I_{\text{пос1}} + I_{\text{пон1}}; \quad (13)$$

$$I_{\text{к1}} = 1,466 + 0,383 = 1,85 \text{ кА}.$$

Для точки к.з. К2:

$$I_{\text{б2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,174 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пос2}} = \frac{1}{1,75} \cdot 9,174 = 5,242 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пон2}} = \frac{0,85}{3,033} \cdot 9,174 = 2,571 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к2}} = I_{\text{пос2}} + I_{\text{пон2}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{к2}} = 5,242 + 2,571 = 7,81 \text{ кА}.$$

4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ

В простых радиальных электрических схемах ударный ток трехфазного КЗ в кА в начальный момент времени определяют по выражению:

$$i_{\text{уд}i} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}i}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{T_{\text{а}i}}} \right), \quad (15)$$

где $T_{\text{а}i}$ -постоянная времени затухания (в нашем случае отдельной ветви) апериодической составляющей тока КЗ (сек), равная [4]

$$T_{\text{а}i} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i}, \quad (16)$$

Для более точного расчета найдем постоянную времени затухания и ударный ток отдельно для каждой ветви по формуле (16).

Для точки к.з. К1:

$$T_{\text{а}c} = \frac{1,125}{314} = 0,004,$$

$$T_{\text{а}н1} = \frac{3,658}{314} = 0,012,$$

Ударный ток найдем по формуле (15)

$$i_{\text{уд}c1} = \sqrt{2} \cdot 1,466 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,004}} \right) = 3,641 \text{ кА},$$

$$i_{удн1} = \sqrt{2} \cdot 0,465 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,02}{0,012}} \right) = 1,26 \text{ кА},$$

Таким образом суммарный ток составляет

$$i_{удк1} = i_{удс1} + i_{удн1}, \quad (17)$$

$$i_{удк1} = 3,641 + 1,26 = 4,901 \text{ кА}.$$

Для точки к.з. К2:

$$T_{ас2} = \frac{1,75}{314} = 0,006,$$

$$T_{ан2} = \frac{3,033}{314} = 0,01,$$

Ударный ток найдем по формуле (15)

$$i_{удс2} = \sqrt{2} \cdot 3,298 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,02}{0,006}} \right) = 8,563 \text{ кА},$$

$$i_{удн2} = \sqrt{2} \cdot 1,961 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,02}{0,01}} \right) = 5,273 \text{ кА},$$

Таким образом суммарный ток составляет

$$i_{удк2} = i_{удс2} + i_{удн2}, \quad (18)$$

$$i_{\text{удк}2} = 8,563 + 5,273 = 13,863 \text{ кА.}$$

4.5 Параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности, кроме синхронных машин и нагрузок, сопротивления которых отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности, т.е:

$$X_2 = X_1 = 3,658.$$

4.6 Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов исходной расчетной схемы.

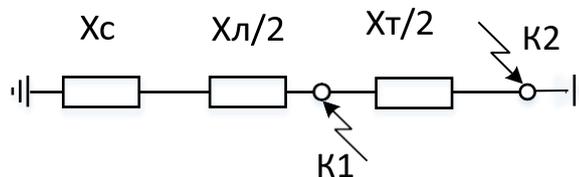


Рисунок 10 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0л} = 3 \cdot X_{л}, \tag{21}$$

$$X_{0л} = 3 \cdot 0,251 = 0,754 \text{ о.е.}$$

Сопротивления трансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентировав схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

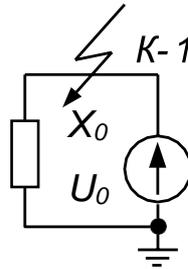


Рисунок 11 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно.

Для точки к.з. К1:

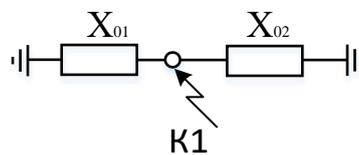


Рисунок 12 – Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности для к.з. в точке К1

$$X_{01} = X_c + \frac{X_{0л}}{2}, \quad (22)$$

$$X_{01} = 1,031 + \frac{0,754}{2} = 1,408 \text{ о.е.}$$

$$X_{02} = X_T, \quad (23)$$

$$X_{02} = 0,625 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{эКВ}0\text{К}1} = \frac{1}{\frac{1}{X_{01}} + \frac{1}{X_{02}}}, \quad (24)$$

$$X_{\text{эКВ}0\text{К}1} = \frac{1}{\frac{1}{1,408} + \frac{1}{0,625}} = 0,43 \text{ о.е.}$$

Для точки к.з. К2:

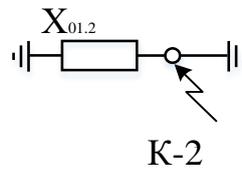


Рисунок 13 – Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности для к.з. в точке К2

$$X_{01} = X_c + \frac{X_{0л}}{2} + X_r, \quad (25)$$

$$X_{01} = 1,031 + \frac{0,754}{2} + 0,625 = 2,002 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{эКВ}0\text{К}2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{01.2}}}, \quad (26)$$

$$X_{\text{эКВ}0\text{К}2} = \frac{1}{\frac{1}{2,002}} = 2,002 \text{ о.е.}$$

4.7 Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного к.з. пропорционален току прямой последовательности при данном виде к.з.:

$$I_{Ki}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{ki}^{(n)}, \quad (27)$$

Где n – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{ki}^{(n)}$ – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{ki}^{(n)} = \frac{E_{\text{эКВ}i}}{(X_{\text{эКВ}} + \Delta X^{(n)})} \cdot I_{\text{б}i}, \quad (28)$$

Где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Двухфазное к.з. в точке К1:

$$I_{\text{к}1}^{(2)} = \frac{E_{\text{эКВ}1}}{X_{\text{эКВ}1} + X_{\text{эКВ}01}} \cdot I_{\text{б}1}, \quad (29)$$

$$I_{\text{к}1}^{(2)} = \frac{1,008}{0,0861 + 0,0861} \cdot 1,65 = 0,965 \text{ кА.}$$

Модуль полного тока поврежденной фазы:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot |I_{\kappa 1}^{(2)}|, \quad (30)$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,965 = 1,672 \text{ кА}.$$

Двухфазное к.з. в точке К2:

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}2}}{X_{\text{ЭКВ}2} + X_{\text{ЭКВ}02}} \cdot I_{\text{б}2}, \quad (31)$$

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{1,01}{1,11 + 1,11} \cdot 5,774 = 2,63 \text{ кА}$$

Модуль полного тока поврежденной фазы:

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot |I_{\kappa 2}^{(2)}|, \quad (32)$$

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 2,63 = 4,554 \text{ кА}.$$

Однофазное к.з. в точке К1:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}1}}{X_{\text{ЭКВ}1} + X_{\text{ЭКВ}01} + X_{\text{ЭКВ}01}} \cdot I_{\text{б}1}, \quad (33)$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{1,008}{0,861 + 0,861 + 0,43} \cdot 1,65 = 0,772 \text{ кА}.$$

Модуль полного тока поврежденной фазы:

$$I_{к1}^{(1)} = 3 \cdot |I_{к1}^{(1)}|, \quad (34)$$

$$I_{к1}^{(1)} = 3 \cdot 0,772 = 2,895 \text{ кА.}$$

Однофазное к.з. в точке К2:

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}2}}{X_{\text{ЭКВ}2} + X_{\text{ЭКВ}02} + X_{\text{ЭКВ}02}} \cdot I_{62}, \quad (35)$$

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{1}{1,11 + 1,11 + 2,002} \cdot 5,774 = 8,052 \text{ кА.}$$

Модуль полного тока поврежденной фазы:

$$I_{к2}^{(1)} = 3 \cdot |I_{к2}^{(1)}|, \quad (36)$$

$$I_{к2}^{(1)} = 3 \cdot 1,383 = 7,889 \text{ кА.}$$

4.8 Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного к.з. в точке К1:

$$I_{п0к1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{\text{ЭКВ}1}}{X_{\text{ЭКВ}1} + X_{\text{ЭКВ}01} + X_{\text{ЭКВ}01}} \cdot I_{61}, \quad (37)$$

$$I_{n0k1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1,025}{0,861 + 0,861 + 0,43} \cdot 1,65 = 3,321 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного к.з. в точке К2:

$$I_{n0k2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E'_{\text{экв}2}}{X_{\text{экв}2} + X_{\text{экво}2} + X_{\text{экв}02}} \cdot I_{\text{б}2}, \quad (38)$$

$$I_{n0k2}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{1,11 + 1,11 + 2,002} \cdot 9,174 = 6,519 \text{ кА.}$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока к.з. в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент к.з.

Для точки к.з.К1:

$$i_{a0k1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0k1}^{(1)}, \quad (39)$$

$$i_{a0k1} = \sqrt{2} \cdot 2,348 = 3,321 \text{ кА.}$$

Для точки к.з. К2:

$$i_{a0k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0k2}^{(1)}, \quad (40)$$

$$i_{a0k2} = \sqrt{2} \cdot 6,519 = 9,219 \text{ кА.}$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для двух расчетных точек.

Таблица 2 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ	
	К-1, на шинах 35 кВ ПС Гавань	К-2, на шинах 6 кВ ПС Гавань
Ток трехфазного КЗ $I_{\Pi 0}^{(3)}$, кА	1,93	5,259
Ток двухфазного КЗ $I_{\kappa}^{(2)}$, кА	1,672	4,554
Ток однофазного КЗ $I_{\kappa}^{(1)}$, кА	2,895	7,889
Апериодическая сост. тока КЗ i_{a0} кА	3,321	11,387
Ударный ток КЗ i_{y0} , кА	4,901	13,836

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкаф (ячейка) КРУ представляет собой 4 основных отсека: 1 низковольтный (релейный шкаф) и 3 высоковольтных. Высоковольтные отсеки – это отсек выключателя, отсек сборных шин и кабельный отсек (ввода или линии).

В релейном отсеке расположены рубильники, устройства РЗиА и переключатели. Снаружи, на дверях отсека, находятся устройства измерения и учета электроэнергии, светосигнальная аппаратура и элементы управления шкафом.

В отсеке выключателя, на выдвижном элементе или выкатном устройстве, расположены разъединительные контакты, силовой выключатель, предохранители и ТН.

Отсек сборных шин включает в себя соединяющие шкафы секций РУ и силовые шины.

Отсек ввода состоит из кабельной разделки, ОПН, измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения

РУ 35 кВ ПС Гавань будет состоять из КРУ-СЭЩ-70-35. Устройства комплектные распределительные (КРУ) на напряжение 35 кВ серии КРУ-СЭЩ-70-35 предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ с изолированной или с частично заземленной нейтралью. Шкаф КРУ применяется для комплектования трансформаторных подстанций 220/35/6, 110/35/6, 35/6, 35/0,4 кВ на стороне

35 кВ, а также для распределительных пунктов (РП) 35 кВ объектов электроэнергетики, транспорта, промышленных предприятий, газокompрессорных станций. Устройство шкафов КРУ серии КРУ-СЭЩ-70-35 состоит из отдельных шкафов, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Таблица 3 – Основные технические параметры шкафов КРУ-СЭЩ-70-35

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	50
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2500
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2500
Номинальный ток отключения выключателя, кА	25; 31,5
Номинальный ток термической стойкости (3с для главных цепей; 1с для заземляющих ножей), кА	25
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	64
Ток термической стойкости сборных шин, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости сборных шин, кА	81
Масса шкафов, не более, кг	2200
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254-2015 в рабочем состоянии	IP30, IP40
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УЗ

РУ 6 кВ ПС Гавань будет состоять из КРУ СЭЩ-63. КРУ серии СЭЩ-63 предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ. КРУ серии СЭЩ-63 применяется в качестве распределительных устройств 6-10 кВ, в том числе и распределительных устройств трансформаторных подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции (блочные) 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ, 110/35/6-10 кВ, для электрических сетей промышленности, сельского хозяйства, электрических станций и электрификации железнодорожного транспорта.

Таблица 4 – Основные технические параметры шкафов КРУ СЭЩ-63

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Номинальное напряжение (линейное), кВ: а) при частоте 50 Гц б) при частоте 60 Гц	6; 10 6,6; 11
Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ	7,2; 12
Номинальный ток главных цепей чеек КРУ, А: - для исполнения УЗ: а) при частоте 50 Гц б) при частоте 60 Гц - для исполнения ТЗ: а) при частоте 50 Гц б) при частоте 60 Гц	630, 1000, 1600, 2000 630, 1250 630, 1250 630, 1000
Номинальный ток сборных шин, А: а) при частоте 50 Гц б) при частоте 60 Гц	1000*, 1600, 2000, 3150, 4000 800*, 1000, 1250, 1600, 2000
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА: а) при частоте 50 Гц б) при частоте 60 Гц	12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40 16; 25

1	2
Ток термической стойкости (кратковременный ток) при времени протекания 3с, кА	20; 31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ, кА	51; 81
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень "б"
Вид изоляции	Воздушная
Наличие изоляции токоведущих частей	С неизолированными шинами
Наличие в шкафах выкатных элементов	С выкатными элементами Без выкатных элементов
Вид линейных высоковольтных подсоединений	Кабельные, шинные
Условия обслуживания	С двусторонним обслуживанием
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP30 (по требованию - IP31)
Наличие дверей в отсеке выкат. элемента шкафа	Шкафы без дверей Шкафы с дверями
Виды основных шкафов КРУ в зависимости от встраиваемого электрооборудования	- с выключателями высокого напряжения; - с разъединяющими контактами; - с ТН; - с силовыми трансформаторами - комбинированные; - с разрядниками; - со статическими конденсаторами
Вид управления	Местное, дистанционное
Габаритные размеры, мм: - высота - глубина - ширина (длина)	2268 1165 750

5.2 Выбор и проверка выключателей

Все высоковольтные потребители подстанций, питающиеся от подстанций (цеховые трансформаторы, высоковольтные двигатели, батареи конденсаторов), подсоединяют посредством высоковольтных ячеек. Рекомендуется использовать комплектные ячейки КРУ и КСО. Такое решение позволяет существенно повысить производительность монтажных работ, сократить стоимость подстанций, повысить надежность электроснабжения и безопасность обслуживания. Выбор конкретной ячейки комплектного распределительного устройства зависит от токов рабочего режима и короткого замыкания в соответствующем присоединении, предопределяющих выбор выключателя или другого коммутационного аппарата.

В распределительных устройствах 6 применяют маломасляные, элегазовые, вакуумные и другие выключатели.

Большой диапазон исполнений дает возможность применять выключатели как для присоединения электроустановок средней мощности, так и на стороне вторичного напряжения крупных трансформаторов.

Количество ячеек, присоединенных к секции шин, должно быть выбрано исходя из следующих потребностей: по одной ячейке на каждое проектируемое присоединение 6 кВ; по одной резервной ячейке на каждой секции шин; ячейка с межсекционным выключателем; ячейка с измерительным трансформатором напряжения на каждой секции шин; ячейка с вводным выключателем. Наиболее типичной схемой РУ 6 кВ промышленного предприятия является схема с одиночными секционированными шинами. Выбор высоковольтных выключателей производят:

- по напряжению

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$$

- по длительному току

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$$

Где $I_{\text{раб max}}$ - максимальный рабочий ток утяжелённого режима;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя

$$I_{\text{раб max вн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (41)$$

$$I_{\text{раб max вн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,9 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб max нн}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{раб max нн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1539,6 \text{ А.}$$

- по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}} ; i_{\text{уд}} \leq I_{\text{т дин}}$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания;

$I_{\text{п0}}$ - действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания;

$I_{\text{дин}}$ - действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости выключателя;

$I_{\text{т дин}}$ - амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя.

Выключатель, выбранный по номинальному напряжению, номинальному продолжительному току и электродинамической стойкости, должен быть проверен по отключающей способности на возможность отключения симметричного тока:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл. ном}}$$

Где $I_{пт}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя.

Расчетное время отключения выключателя t определяется по формуле:

$$t = t_{p.з min} + t_{с.в.откл},$$

Где $t_{p.з min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, принимаемое равным 0,01с. Для первой ступени защиты и $0,01+\Delta t_c$ для последующих ступеней (Δt_c - ступень селективности, её значение может быть принято 0,3...0,5с. для быстродействующих защит);

$t_{с.в.откл}$ - собственное время отключения выключателя, определяемое по паспорту и оцениваемое 0,07...0,15с.

По термической стойкости проверка осуществляется по расчетному импульсу квадратичного тока короткого замыкания и найденным в каталоге значениям:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \quad (43)$$

Где B_k - расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания;

I_t - ток термической стойкости выключателя;

t_t - длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t + T_a), \quad (44)$$

Таблица 5 – Значения постоянной времени цепи короткого замыкания и ударных коэффициентов для различных мест короткого замыкания

Место короткого замыкания	T_a , с	Куд
1	2	3
Шины станции 6-10кВ с генераторами 30-60 МВт	0,185	1,95
За линейным реактором генераторного напряжения	0,125	1,93

1	2	3
Шины высокого напряжения РУ с трансформаторами 100 МВА и выше	0,140	1,94
Шины высокого напряжения РУ с трансформаторами 32- 80 МВА	0,115	1,92
Сборные шины 6-10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами по 100 МВА и выше	0,095	1,90
Сборные шины 6-10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами по 25-80 МВА	0,065	1,85
Сборные шины 6-10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами 20 МВА и ниже и с трансформаторами 32 МВА с расщепленными обмотками	0,050	1,80
Сборные шины 6-10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами по 25-80 МВА	0,065	1,85
Сборные шины 6-10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами 20 МВА и ниже и с трансформаторами 32 МВА с расщепленными обмотками	0,05	1,80
Токи короткого замыкания за реакторами с номинальным током, А: 1000 и выше	0,23	1,96
630 и ниже	0,10	1,90
РУ 6-10 кВ промышленных предприятий	0,01	1,37

Для КРУ 35 кВ выбираем выключатель ВВН-СЭЦ-Э-35-25/1000. Вакуумный выключатель оборудован одновальным пружинным механизмом и спиральной пружиной, аккумулирующей механическую энергию для выполнения операции включения и отключения. Независимый кулачковый механизм, состоящий из трех частей, обеспечивает быстрое гашение дуги в камере. Эффективный одноступенчатый передаточный механизм осевой

конструкции гарантирует устойчивую и надёжную работу с малыми затратами энергии.

Спиральная пружина приводного механизма выключателя, обеспечивающая полный цикл коммутации, взводится электродвигателем или вручную при помощи рукоятки. Включение и отключение аппарата осуществляется кулачковым механизмом. В процессе включения пружина автоматически взводится для обеспечения последующего цикла автоматических операций включения и отключения. Механизм, аккумулирующий механическую энергию для коммутации, оборудован высокоэффективным резиновым амортизатором для гашения избыточной энергии, а элементы, передающие усилие, свободно перемещаются, что обеспечивает быструю коммутацию. Механизм оснащен устройствами электрического и ручного взвода. После взведения специальная блокировка предотвращает механизм пружинного привода от выполнения ошибочных операций.

Серия вакуумных дугогасительных камер также является результатом многолетних исследований, была разработана с применением современных инструментов компьютерного моделирования и испытана в реальных условиях на соответствие всем необходимым требованиям. Производственный процесс камер, построенный по самой современной однопроходной технологии, обеспечивает минимальное загрязнение окружающей среды. Фундаментальные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области вакуумной техники позволили компании накопить богатый опыт и получить ряд патентов, что позволило создать одновременно компактные и надёжные вакуумные камеры, отличающиеся высоким коммутационным ресурсом.

Разработка литого полюса также является существенным вкладом Schneider Electric в развитие коммутационных аппаратов среднего напряжения. Она стала возможна благодаря более чем столетнему опыту в проектировании и производстве, в котором более 40 лет отводится разработке

и производству открытых распределительных устройств высокого напряжения, работа которых была неоднократно проверена в реальных условиях эксплуатации. Литая изоляция дугогасительной камеры, силовой цепи и изолированного вала выполнена из эластичного материала с высокими герметизирующими свойствами и обеспечивает полную защиту силовой цепи от внешних воздействий, что позволяет эксплуатировать выключатели в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Таблица 6 – Технические характеристики выключателя ВВ/TEL-6-20/630

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=40,5$ кВ	$U_{раб}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{раб max}=263,931$ А	$I_{ном} \geq I_{раб max}$
$I_{дин}=25$ кА	$I_{п0}=1,93$ кА	$I_{дин} \geq I_{п0}$
$I_{\tau дин}=61$ кА	$i_{уд}=4,901$ кА	$I_{\tau дин} \geq i_{уд}$
$I_{откл.ном}=25$ кА	$I_{пт}=1,93$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$I^2 \cdot \tau = 1875$ кА ² ·с	$B_k=0,299$ кА ² ·с	$I^2 \cdot \tau \geq B_k$

Для КРУ 6 кВ выбираем выключатель ВВ/TEL-6-20/630. Вакуумные выключатели ВВ/TEL предназначены для работы в комплектных распределительных устройствах (КРУ) и камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО) внутренней и наружной установки класса напряжения до 20 кВ трехфазного переменного тока 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью. В основе конструктивного решения выключателя лежит использование пофазных электромагнитных приводов с «магнитной защёлкой», механически связанных общим несущим нагрузку, валом-синхронизатором. Параллельно соединённые катушки электромагнитных приводов фаз выключателя при выполнении команд подключаются к предварительно заряженным конденсаторам в блоках управления.

При разработке вакуумных выключателей учитывался уровень лучших

отечественных и зарубежных аппаратов.

Вакуумные коммутационные аппараты - передовая технология в аппаратостроении. В выключателях старого поколения для охлаждения и деионизации дуги, образующейся после разведения контактов, в качестве дугогасительной среды применяют масло, воздух или элегаз (SF₆).

Таблица 7 – Технические характеристики выключателя ВВ/TEL-6-20/630

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=6$ кВ	$U_{раб}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном}=1600$ А	$I_{раб max}=1539,6$ А	$I_{ном} \geq I_{раб max}$
$I_{дин}=20$ кА	$I_{п0}=5,259$ кА	$I_{дин} \geq I_{п0}$
$I_{\tau дин}=52$ кА	$i_{уд}=13,836$ кА	$I_{\tau дин} \geq i_{уд}$
$I_{откл.ном}=20$ кА	$I_{пт}=5,89$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$I^2 \cdot \tau =1200$ кА ² ·с	$В_k=2,775$ кА ² ·с	$I^2 \cdot \tau \geq В_k$

5.3 Выбор разъединителей

Коммутационным аппаратом предназначенным для напряжения свыше 1кВ, главная задача которого заключается в создании видимого разрыва и изолирования части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта представляет собой разъединитель [15].

Выбор разъединителей происходит по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: длительному току, напряжению, стойкости при токах КЗ.

Таблица 8 – Разъединитель РДЗ -35/600

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 263$ А	$I_{ном} = 600$ А	$I_{max} < I_{ном}$

1	2	3
$i_{уд} = 4.46 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$В_k = 3.67 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 20 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

35 - номинальное напряжение;

600 - номинальный ток.

Разъединитель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого разъединителя расшифровывается аналогично.

5.4 Выбор трансформаторов тока

Измерительный трансформатор тока – трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения. Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его обмотке.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на

допустимую нагрузку вторичной цепи.

Трансформаторы тока выбирают по:

- номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$
- номинальному току первичной обмотки $I_{расч} \leq I_{ном}$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

$$I_{раб\ max\ вн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,931\ A.$$

$$I_{раб\ max\ нн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1539,6\ A.$$

- по конструкции и классу точности

- по электродинамической стойкости

$$i_{уд} \leq I_{\tau\ дин}$$

- по термической стойкости

$$W_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

- по нагрузке на вторичной обмотке трансформатора

$$Z_n \leq Z_{доп}$$

Таблица 9 – Номинальные значения для трансформатора тока

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12

1	2
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальная частота, Гц	50
Число вторичных обмоток, не более	4
Номинальные вторичные нагрузки с коэффициентом мощности $\cos\varphi=0.8$ ВА: обмотки измерений и учета обмотки для защиты	5, 10 15, 20, 30
Номинальный класс точности: для измерений и учета для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P; 10P
Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ вторичной обмотки для защиты	10, 15, 20
Номинальный коэффициент Безопасности приборов $K_{Бном}$ вторичной обмотки для измерений	5, 10, 15

Для того, чтобы присоединенные приборы, работали в требуемом классе точности, необходимо чтобы, подключаемая вторичная нагрузка Z_n не превышала номинальной, для данного класса точности, при этом должно выполняться условие:

$$Z_n \leq Z_{доп}$$

Индуктивное сопротивление таких цепей мало, поэтому принимают $Z_2=R_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (46)$$

Для определения сопротивления приборов, питающихся от трансформаторов тока, необходимо составить таблицу — перечень электроизмерительных приборов, устанавливаемых в данном присоединении.

Выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 35 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Ртутный 236 АРТ	4,5	–	4,5
	Итого:		18,5	–	18,5
Секционный выключатель 35 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (47)$$

Где S_2 - суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_{2\text{ном}}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

$$R_{\text{приб}} = 0,9 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов R_k принимают 0,05 Ом при двух, трех приборах и 0,10 — при большем количестве приборов. Сопротивление проводов рассчитывается по их сечению и длине. Для алюминиевых проводов минимальное сечение — 4 мм²; для медных — 2,5 мм².

$$R_{2\text{доп}} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов можем определить по выражению:

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{доп}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (48)$$

где $R_{2\text{доп}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (49)$$

$$S = 2,42 \text{ мм}^2$$

где l - длина соединительных проводов, м;

ρ - удельное сопротивление материала ($\rho=0,0283$ - для алюминия),

Таблица 11 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_{\text{н}}$, кВ	l , м
6	5-6
35	60-80

Выберем провод марки АПРФ 3-х жильный с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет определяться по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (50)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,7 \text{ Ом}$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения.

Таблица 12 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=30 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=300 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=263,931 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$

1	2	3
$I_{\tau\text{дин}}=40 \text{ кА}$	$i_{уд}=4,901 \text{ кА}$	$I_{\tau\text{дин}} \geq i_{уд}$
$I^2 \cdot \tau =4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=0,299 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot \tau \geq B_{к}$
$Z_{\text{доп}}=2,4 \text{ Ом}$	$Z_{н}=1,7 \text{ Ом}$	$Z_{\text{доп}} \geq Z_{н}$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (51)$$

Где S_2 - суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_{2\text{НОМ}}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А.

$$R_{\text{приб}} = 1,24 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов R_k принимают 0,05 Ом при двух, трех приборах и 0,10 — при большем количестве приборов. Сопротивление проводов рассчитывается по их сечению и длине. Для алюминиевых проводов минимальное сечение — 4 мм²; для медных — 2,5 мм².

$$R_{2\text{доп}}=1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов можем определить по выражению:

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{доп}} - R_{\text{приб}} - R_k, \quad (52)$$

где $R_{2\text{доп}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока.

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (53)$$

$$S = 0,65 \text{ мм}^2$$

Выберем провод марки АКП 3-х жильный с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов будет определяться по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (54)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,26 \text{ Ом}$$

Таблица 14 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-6-1-У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=1539,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{тдин}}=40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=4,901 \text{ кА}$	$I_{\text{тдин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I^2 \cdot \tau =4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=2,775 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot \tau \geq B_{\text{к}}$
$Z_{\text{доп}}=2,4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н}}=1,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{н}}$

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [17].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

В РУ 35 кВ устанавливаем НАМИ-35 УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 6 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-6-У2. Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты укажем в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Трансформатор напряжения НАМИ-6-У2

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,2	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Таким образом, были приняты приборы, приведенные в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
35	НАМИ-35 УХЛ1
6	НАМИ-6-У2

5.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. В закрытых распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется жесткая ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. 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 (гололед, ветер, собственный вес проводов). 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.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$
- по термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (56)$$

где q_{\min} – минимальное сечение провода;

C - можно принять для медных шин и кабелей – $C = 165$; для алюминиевых шин и кабелей – $C = 88$; для стальных шин – $C = 70$;

- по электродинамическому действию тока КЗ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных

изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу.

Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и ток короткого замыкания.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допустимой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания.

Таблица 18 – Предельно допустимые значения нагрева проводников

Шины	Температура, °С
Медные	300
Алюминиевые	200
Стальные, не имеющие непосредственного соединения с Аппаратами	400
Стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300

На стороне 35 кВ от силовых трансформаторов до КРУ 35 кВ ошиновка принята сталеалюминиевыми проводами АС-120/27 с длительно допустимым током 390 А.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

По допустимому току выбираем сечение шин. Примем к установке однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1Т - закаленные и естественно состаренные, из алюминиевого сплава;
 $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:
 $I_{\text{max}} = 142 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^2 :

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (57)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, $\text{кА}^2\text{с}$;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м} \quad (58)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м^4 :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (66)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 60 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$S_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{УД}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (67)$$

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 ;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно $0,25 \text{ м}$;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$S_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,489 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $29,5 < 89 \text{ МПа}$, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$, т.е. $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 39.

Таблица 19 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 142 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

5.7 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и

допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}. \quad (68)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-0,8-10/75-1У-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 800 = 4800 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 220 \text{ мм.}$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (69)$$

$$F_{расч} = 94,955 \text{ Н.}$$

Так как допустимая сила больше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Проходные изоляторы выбираются аналогично опорным изоляторам.

Выбираем проходные изоляторы типа ИППУ-35/1000-8 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб(Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 800 = 4800 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна:

$$H_{\text{из}} = 1300 \text{ мм.}$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{\text{расч}} = 201,58 \text{ Н.}$$

Так как допустимая сила больше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

5.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 20 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	в сего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
Охлаждение трансформатора ТДН- 16000/35/6	2×1	2	0,62	2	1,24
Подогрев выключателей НВХ 40-25-12	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	
КРУ 6 кВ	1×5	5	0	5	
Освещение КРУ 35 кВ	1×5	5	0	5	
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×18	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{\text{ТЧН}} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \quad (71)$$

$$S_{\text{ТЧН}} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 63/6/0,4, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

5.9 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие отрядников, 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:

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

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:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (72)$$

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

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 14), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

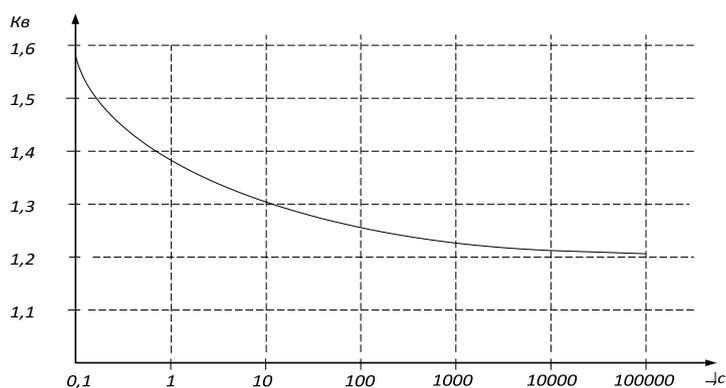


Рисунок 14 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном

конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 U_{\text{ном}}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 U_{\text{ном}}$ – в сетях 35-220 кВ.

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

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B}, \quad (73)$$

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

$$I_K = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{b \cdot L_{\text{п}}} \right), \quad (74)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли, Ом;

$L_{\text{п}}$ – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b = (b_1 + \omega) / 2$ – расчетная частота;

b_1 – наименьшая из частот свободных колебаний системы;

ω – частота вынужденной ЭДС.

Поскольку ток I_K в свою очередь, зависит от $U_{\text{ост}}$, 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 20.

Таблица 20 – Характеристики коммутационных токов

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{К}}$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
6	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

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

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (75)$$

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

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{\text{ост}})}{Z_{\text{В}}} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (76)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам КРУ 35 и 6 кВ вблизи силового трансформатора и вблизи трансформаторов напряжения.

Произведем выбор ОПН на стороне 6 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 6 кВ, согласно условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{1,2 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 4,16 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{4,16}{1,21} = 3,44 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-6/7,2/10/250 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-6/7,2/10/250 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П- 6/7,2/10/250 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	7,2
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность	250
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	23,6
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

Аналогично выберем ОПН на стороне 35 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 35 кВ, согласно условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{1,5 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{23,24}{1,21} = 19,2 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	42
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	140
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	3,8

5.9 Выбор аккумуляторных батарей

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

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

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

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

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного заряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [6].

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}}, \quad (77)$$

Где $U_{\text{ш}}$ - напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107.$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \quad (78)$$

$$n_{\text{доб}} = 132 - 107 = 25.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (79)$$

Где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося получасового разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{122}{25} = 5,15.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N=6$

Проверим по максимальному толчковому току.

Предварительно принимаем батарею СК – 6.

$$46 \cdot N \geq I_{T_{\max}}$$

Где $I_{T_{\max}}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{T_{\max}} = 236,9 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$N = 46 \cdot 8 = 368$$

Окончательно принимаем СК – 6.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{П}}, \quad (80)$$

$$I_{\text{ПЗ}} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}.$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (81)$$

$$U_{\text{ПЗ}} \geq 2,2 \cdot 107 = 230 \text{ В}.$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/230 – 40/80

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Релейная защита включает в себя три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи.

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

6.1 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов

большой мощности, дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции Гавань 35/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 16000 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

6.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

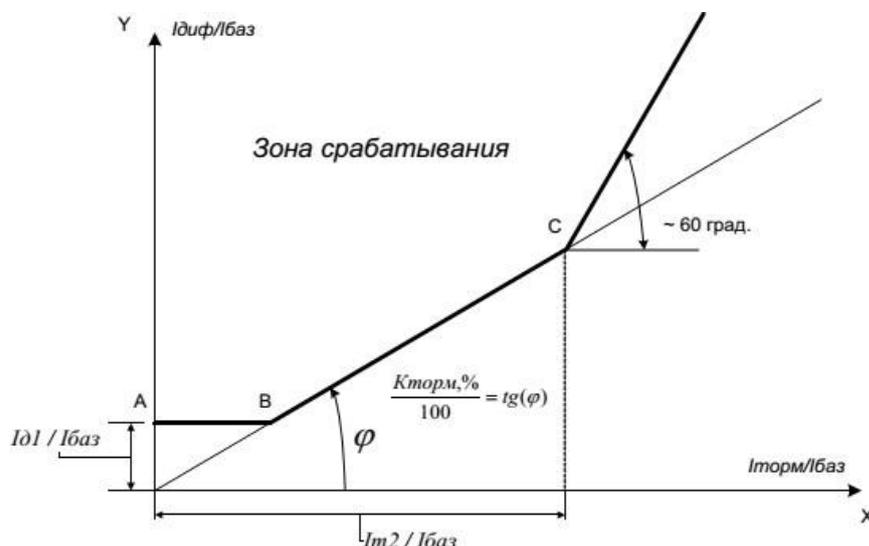


Рисунок 15 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм, \%}$ – коэффициент торможения второго участка характеристики; $I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм, \%}$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (93)$$

Где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \quad (94)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot e \cdot I_{расч}^* \quad (95)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^* \quad (96)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^* \quad (97)$$

Где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ϵ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью

выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I^*_{\text{расч}}$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (98)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (99)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

6.2.3 Защита от перегрузки

В трансформаторов от перегрузки в течении длительного времени. Поэтому оперативного персонала при защита от перегрузок трансформаторов действует на сигнал. При его отсутствия на объектах, контроля над перегрузками трансформаторов осуществляются с помощью телемеханик. Защитой от перегрузок на объектах без постоянных дежурных персонала

может работать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторе мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузок при симметричных нагрузках может осуществляться реле, который устанавливаются в одной фазе .

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (89)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ —коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{В}}$ —коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}$ —первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 157,104 А;

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 157,104 = 173,64 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 174 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $T_{\text{СЗ}}=9,5\text{с}$.

1. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{тт.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}; \quad (90)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ A};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.НН}};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 916,387 = 1012,848 \text{ A}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 1013 \text{ A};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $T_{\text{сз}}=9,5\text{с}$.

6.2.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применяется газовая защита является обязательной на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным [5].

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании

был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождается местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [5].

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

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

При большом выделении газа срабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое

время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

6.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном. N}} = \frac{S_{\text{ном. тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. N}}}, \quad (91)$$

Где $S_{\text{ном. тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном. N}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном. ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,932 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ном. НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1539,6 \text{ А.}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (92)$$

Где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}, I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 300 / 5 = 60,$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 2000 / 5 = 400,$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{263,932}{60} = 4,399,$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{1539,6}{400} = 3,849.$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 4,399 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А;}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 3,849 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А.}$$

6.4 Выбор уставок МТЗ

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (100)$$

Где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб.макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 263,932 = 527,864 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 1539,6 = 3079 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (101)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{879,77} = 8,051 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{1847,52} = 2,051 > 1,5$$

6.5 Автоматика на подстанции Гавань

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ

на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны

обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийных параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

6.6 Сигнализация на подстанции Гавань

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками

сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинок сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации (аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ГАВАНЬ

7.1 Заземление подстанции Гавань

Составной частью электроустановок являются заземляющие устройства. Они служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух

рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6х6 м.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3-5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

Размер площади ПС Гавань, которая используется под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (102)$$

$$S = (47 + 2 \cdot 1,5) \cdot (54 + 2 \cdot 1,5) = 2850 \text{ м}^2.$$

где A – ширина территории, занимаемой заземлителем, равная 47 м;

B – длина территории, занимаемой заземлителем, равная 54 м.

Расчет заземления ПС Гавань подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Горизонтальные заземлители закладываем на глубину $h_3 = 0,7$ м.

Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d=16$ мм и длиной $l_g = 5$ м.

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}), \quad (103)$$

$$S_{\text{CP}} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0, \quad (104)$$

Где T – расчетное время эксплуатации заземлителя (30 лет), равный 360 мес.;

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта (справочная величина).

$$S_{\text{CP}} = 0,0026 \cdot \ln^3 360 + 0,0092 \cdot \ln^2 360 + (-0,0104) \cdot \ln 360 + 0,0224 = 0,81 \text{ мм}^2.$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,81 \cdot (16 + 0,81) = 42,755 \text{ мм}^2.$$

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{\text{T.C}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{пз}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (105)$$

Где $I_{\text{КЗ}}$ – ток короткого замыкания, А;

$t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты, 0,5с;

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

$$F_{Т.С} = \sqrt{\frac{8836^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}} = 118,076 \text{ мм}^2.$$

Сечения материалов, выбранных для выполнения горизонтальных заземлителей, превышают $F_{Т.С\text{мин}}$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{М.П} = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2,$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{М.П.} \geq F_{кор} + F_{Т.С}; \quad (106)$$

$$201 > (F_{КОР} + F_{Т.С}) = (42,755 + 118,076) = 160,831 \text{ мм}^2.$$

$$r_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{r_2} + \frac{h_1}{r_1}} \quad (107)$$

Где $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ м – глубина заложения заземлителя;

$r = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_1 = 7 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$r = 23,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $h_2 = 8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта;

$$r_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{23,8} + \frac{7}{50}} = 15,263 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_r = \frac{2 \cdot S}{a_r}, \quad (108)$$

Где a_r – расстояние между полосами сетки равное 6 м.

$$L_r = \frac{2 \cdot 2850}{6} = 950 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне А: $m_A = \frac{47}{6} = 7,8$, принимаем $m_A = 8$ ячеек.

Число ячеек по стороне Б: $m_B = \frac{54}{6} = 9$, принимаем $m_B = 9$ ячеек.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороной $\sqrt{S} = 53,385$ м. Тогда получим, что число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (109)$$

$$m = \frac{950}{2 \cdot 53,385} - 1 = 7,898.$$

Принимаем $m = 8$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{r, \text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (110)$$

$$L_{r, \text{расч}} = 2 \cdot 53,385 \cdot (8+1) = 960,93 \text{ м.}$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a_B}{l_B} \cdot l_B}, \quad (111)$$

Где a_B – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м,

l_B – длина вертикальных электродов, равная 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot 53,385}{\frac{6}{5} \cdot 5} = 35,59.$$

Принимаем на ПС Гавань $n_B = 36$ электродов.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{ст.} = r_{эКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_T + n_B \cdot l_B} \right), \quad (112)$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_B / \sqrt{S_1}$ [3]:

$$l_B / \sqrt{S_1} = \frac{5}{53,385} = 0,094 \text{ следовательно } A = 0,37.$$

$$R_{ст.} = 15,263 \cdot \left(\frac{0,37}{53,385} + \frac{1}{950 + 360 \cdot 5} \right) = 0,119 \text{ Ом.}$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитываем импульсный коэффициент

$$a_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(r_{эКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (113)$$

Где I_M – ток молнии, кА.

$$a_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 53,385}{(15,263 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,508.$$

Импульсное сопротивление найдем по формуле:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot a_{и}; \quad (114)$$

$$R_{и.1} = 0,119 \cdot 1,508 = 0,179 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя не превышает 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Гавань, находящихся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ [31];
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 6кВ).

Принимаем высоту двух отдельно стоящих молниеотводов равной 24,3 м, будем обозначать их как первый и второй молниеотводы. Высоту молниеприемников на линейных порталах примем равной 15,85 м, обозначим их как третий и четвертый молниеотводы.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_o на уровне земли.

$$h_{\text{эфи}} = 0,85 \cdot h; \quad (115)$$

$$h_{\text{эф1,2}} = 0,85 \cdot 24,3 = 20,655 \text{ м.}$$

$$h_{\text{эф3,4}} = 0,85 \cdot 15,85 = 13,47 \text{ м.}$$

$$r_{0,i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i; \quad (116)$$

$$r_{0,1,2} = (1,1 - 0,002 \cdot 24,3) \cdot 24,3 = 25,55 \text{ м.}$$

$$r_{0,3,4} = (1,1 - 0,002 \cdot 15,85) \cdot 15,85 = 16,93 \text{ м.}$$

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (117)$$

Где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместнодействующими молниеотводами определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h); \quad (118)$$

Для 1 и 2 молниеотвода:

$$h_{cr1,2} = 20,655 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24,3) \cdot (36,25 - 24,3) = 18,54 \text{ м.}$$

Для 3 и 4 молниеотвода:

$$h_{cr3,4} = 13,47 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15,85) \cdot (12 - 15,85) = 14,14 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35кВ:

$$r_{i,1} = r_{0,i} \cdot \left(1 - \frac{h_{обi}}{h_{эфi}} \right), \quad (119)$$

$$r_{1,1} = 25,55 \cdot \left(1 - \frac{8}{20,655} \right) = 15,65 \text{ м.}$$

$$r_{2,1} = 16,93 \cdot \left(1 - \frac{8}{13,47} \right) = 6,87 \text{ м.}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{M-M} \leq 2 h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{ci} = r_{c0i} \cdot \left(\frac{h_{cri} - h_{обi}}{h_{cri}} \right), \quad (120)$$

$$r_{c1} = 25,55 \cdot \left(\frac{18,54 - 8}{18,54} \right) = 14,53 \text{ м.}$$

$$r_{c3} = 16,93 \cdot \left(\frac{14,14 - 8}{14,14} \right) = 7,35 \text{ м.}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов высокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

8.1 Безопасность

8.1.1 Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС

При монтаже и эксплуатации подстанции, при осмотрах ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности.

Обеспечьте безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

8.1.2 Безопасность при строительных и грузоподъемных работах

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной

эксплуатации грузоподъемных кранов».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительного- монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;

б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;

в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;

г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;

д) выполнять работы под линиями электропередач;

е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается. Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок

изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

8.1.3 Безопасность при эксплуатации установок ПС

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираения.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с

коммутационным аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки ЗРУ 10 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

8.2 Экологичность

8.2.1 Акустическое воздействие

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

В 2021 году произошли радикальные изменения в гигиеническом нормировании. Отменено огромное количество санитарных правил и введено в действие несколько новых документов. Базовым документом новой системы нормирования является СанПиН 1.2.3685-21, вступающий в силу с 01 марта 2021 и имеющий ограниченный срок действия (до 01.03.2027). "СанПиН 2.1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для

человека факторов среды обитания" не использует для гигиенического нормирования шума на рабочем месте термин "предельно-допустимый уровень". Вместо этого говорится о "гигиенических нормативах, используемых для оценки воздействия шума на рабочих местах". В качестве таковых приняты те же показатели, что и в СанПиН 2.2.4.3359-16:

- эквивалентный уровень звука (L_{pAeqT} , дБА), измеренный или рассчитанный относительно 8ч рабочей смены;

- максимальные уровни звука А, измеренные с временными коррекциями S и I ("медленно" и "импульс") - 110 дБА и 125 дБА соответственно;

- пиковый скорректированный по С уровень звука - 137 дБС.

8.2.2 Влияние электромагнитного излучения.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже не требуется.

8.2.3 Защита почвы

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

Согласно ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть

выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

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

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

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

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом

рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

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 (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка 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.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслонаполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) 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;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Так как маслоприёмник выполнен без отвода масла, то ёмкость маслоприёмника рассчитывается на прием полного объема масла единичного трансформатора и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м в течение 30 мин. На подстанции планируется установить трансформаторы типа ТДН-16000/35/6. Трансформаторы будут установлены на закрытой территории подстанции.

Согласно документации завода изготовителя, полный вес заливаемого масла в трансформатор типа ТДН-16000/35/6 равен 15620 кг. Объем заливаемого масла в трансформатор рассчитываем по формуле:

$$V_{\text{тр}} = \frac{m}{\rho}, \quad (118)$$

где m – масса масла в трансформаторе, т;

ρ – плотность трансформаторного масла, т/м³.

$$V_{\text{тр}} = \frac{15,62}{0,84} = 18,6 \text{ м}^3.$$

Габариты трансформатора, согласно документации завода изготовителя, равны: длина - 5685 мм; ширина - 3370 мм; высота - 4790 мм.

Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м, при массе масла от 10 до 50 т.

Из этого следует, что габариты маслоприёмника мы принимаем равными: длина – 8685 мм; ширина – 6370 мм.

Объем воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения рассчитываем по следующей формуле:

$$V_{\text{в}} = (S_{\text{тр.}} + S_{\text{м.пр.}}) \cdot K \cdot E \cdot 80\%, \quad (119)$$

$$S_{\text{тр.}} = (2 \cdot D_{\text{тр.}} \cdot B_{\text{тр.}}) + (2 \cdot Ш_{\text{тр.}} \cdot B_{\text{тр.}}), \quad (120)$$

Определяется площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (121)$$

$$S_{\text{мп}} = (5,68 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,37 + 2 \cdot 1,5) = 5,323 \text{ м}^2$$

где A, B – длина и ширина трансформатора (м),

Δ - расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника (согласно ПУЭ 4.2.69).

$$S_{\text{тр.}} = (2 \cdot 5685 \cdot 4790) + (2 \cdot 3370 \cdot 4790) = 86,747 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{в.}} = (86,747 + 55,323) \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 0,8 = 40,916 \text{ м}^3$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения рассчитываем по формуле:

$$V_{\text{м.пр.}} = V_{\text{тр.}} + V_{\text{в.}}, \quad (122)$$

$$V_{\text{м.пр.}} = 18,6 + 40,916 = 59,516 \text{ м}^3.$$

Маслоприемник выбираем прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 59,516 м³.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Так как маслоприемник без отвода масла, согласно ПУЭ, на маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх неё производим засыпку гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм и толщиной слоя 0,25 м. Уровень полного объема масла и 80% воды от средств пожаротушения в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h = \frac{V_{\text{м.пр.}}}{S_{\text{м.пр.}}} + 0,25 + 0,05, \quad (123)$$

$$h = \frac{59,516}{55,323} + 0,25 + 0,05 = 1,375 \text{ м.}$$

Из расчета следует, что габариты маслоприемника мы принимаем: длина – 8685 мм; ширина – 6370 мм; глубина – 1375 мм.

8.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Вид обслуживания ПС – оперативно-выездная бригада. Оперативно-выездные бригады (ОВБ) создаются при диспетчерских пунктах РЭС или участков и обеспечивают оперативное обслуживание электроустановок в закрепленной зоне, перечень которых утверждается главным инженером предприятия электрических сетей. Электромонтеры ОВБ одними из первых прибывают на пожары, отключают электроэнергию, чтобы пожарные не попали под напряжение.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на подстанции:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене на подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия

персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады подстанции, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего из числа технического персонала или оперативно-выездной бригады по соблюдению правил техники безопасности и возможности возгорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 80 м³ каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м³/час от существующей скважины на ПС.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 0,2 л/сек*м² . Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 108 м³.

9 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Переход страны к рыночным отношениям и проводимые реформы обусловили новую ориентацию экономической и финансовой деятельности энергетических предприятий. При этом появилась необходимость решения задач, возникающих в рыночных условиях хозяйственной деятельности: совершенствования производственного учета и тарифов на электроэнергию; подготовки и переподготовки персонала; привлечения инвестиций в электроэнергетику, а также снижения издержек и себестоимости передаваемой потребителю электроэнергии.

В рыночных условиях финансовые вложения должны обеспечить их рост и надежный возврат, поэтому при проектировании и реконструкции современных систем электроснабжения, к которым относятся непосредственно подстанции, целесообразно и необходимо проводить экономическую оценку эффективности и финансовой состоятельности инвестиций в проекты по строительству, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики.

Инвестиции – вложения в основные средства, в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих организаций, приобретение машин, оборудования, инвентаря и т.п., которые в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами бухгалтерского учёта относятся к капитальным вложениям. Под инвестиционным проектом понимают комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Для того чтобы оценить проектирование ПС «Гавань» необходимо

найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

9.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения – это совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью затрат, включаемых в капиталовложения могут осуществляться подрядным и хозяйственным способом. В первом случае привлекается внешняя организация или фирма, специализирующаяся на сооружении и возведении энергетических и прочих строительных объектов, во втором предприятие создает временную организационную структуру, которая проводит строительные-монтажные работы.

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики. Расчет капиталовложений в оборудование сведём в таблицы 23 – 24.

Таблица 24 – Стоимость трансформаторов

Оборудование	Количество	К _{ТР} млн.руб.(цены 2019 г)	Стоимость млн.руб.
ТДН-16000/35/6	2	13,9	27,8

Таблица 25 – Стоимость КРУ

Оборудование	Напряжение	Количество	К _{тр} , млн. руб. (цены 2019 г)	Стоимость, млн. руб.
КРУ-СЭЩ-70-35	35	8	1,5	12
КРУ СЭЩ-63	6	18	0,17	3,1

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы электрических соединений и напряжения 5,5 млн. руб.

$$K_{\text{пост}} = 5,5 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость освоения новых земель

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{КРУ}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{токопровод}} + K_{\text{опн}} + K_{\text{пост}}, \quad (133)$$

$$K_{\text{пс}} = 15,1 + 27,8 + 1,37 + 2,4 + 5,5 = 52,17 \text{ млн.руб.}$$

9.2 Расчет потерь электрической энергии

Расчет потерь производим только для трансформаторов, так как технико-экономический расчет производим только для строительства подстанции. Потери в трансформаторах обусловлены потерями холостого хода. Продолжительность использования наибольшей нагрузки примем 5000 ч. В итоге расчет потерь будет рассчитан по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \sum \frac{P_{\text{ЭФ}}^2 + Q_{\text{НЕСК.}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{max}} \cdot \frac{1}{n} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{год.час}} \cdot n; \quad (134)$$

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{10,881^2 + 4,35^2}{35^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot 0,45 \cdot 5000 + 2 \cdot 0,018 \cdot 8760 = 315,36 \text{ МВтч.}$$

9.3 Расчет издержек

Издержки можно рассчитать по формуле:

$$И = И_{AM} + И_{ЭКС} + И_{\Delta W} ; \quad (135)$$

$$И = 2608 + 631 + 564,494 = 3803,494 \text{ тыс.руб.}$$

где $И_{AM}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$И_{ЭКС}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$И_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

Амортизационные издержки рассчитаем по формуле:

$$И_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (136)$$

$$И_{AM} = \frac{52,17}{20} = 2,608 \text{ млн.руб.}$$

$T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 20 лет.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системой профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{пс}} \cdot a_{\text{ЭКС.пс}}; \quad (137)$$

Где $K_{\text{пс}}$ - капиталовложения в подстанцию, расчет приведен выше;
 $a_{\text{ЭКС.пс}}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию подстанции, ТР и ТО, %. приведена в источнике [19].

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУ, трансформаторы, и др.) $a_{\text{ЭКС.пс}} = 0,0121$

$$I_{\text{ЭКС}} = 52,17 \cdot 0,0121 = 0,631 \text{ млн. руб.}$$

Издержки обусловленные потерями электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электроэнергии. Их мы можем определить по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (138)$$

$$I_{\Delta W} = 315360 \cdot 1,79 = 564,494 \text{ тыс.руб.}$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 1,79 руб/кВт·ч.

9.4 Определение себестоимости

Издержки на собственные нужды подстанции найдем по формуле:

$$I_{\text{сн.пс.эл.}} = W_{\text{пер}} \cdot a_{\text{сн}} \cdot T_{\text{себ}}, \quad (139)$$

$$T_{\text{себ}} = 5,49 \text{ руб/кВт·час,}$$

Где $a_{\text{сн}} = 0,002$ - коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на с.н. подстанции.

$W_{\text{пер}}$ - мощность, передаваемая подстанцией за год.

$T_{\text{себ}}$ - себестоимость 1 кВт электроэнергии.

Передаваемые мощности подстанцией за год определяется по формуле:

$$W_{\text{пер}} = 10,881 \cdot 8760 = 95317,56 \cdot 10^3 \text{ МВтч.}$$

Где $T_{\text{ч}}$ - число часов работы подстанции в год. $T_{\text{ч}} = 8760$ ч.

$$I_{\text{снпс.эл.}} = 95,317 \cdot 10^3 \cdot 0,18 \cdot 0,002 = 1046 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы определяем по формуле:

$$I_{\text{пр}} = K_{\Sigma} \cdot a_{\text{пр}}, \quad (140)$$

Где $a_{\text{пр}}$ - коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции ($a_{\text{пр}} = 0,01.$)

Тогда издержки на прочие нужды составят:

$$I_{\text{пр}} = 54,17 \cdot 0,01 = 0,5417 \text{ млн.руб.}$$

Определим полный расход электроэнергии за год:

$$W_{\text{пол}} = W_{\text{пер}} - \Delta W_{\Sigma}; \quad (141)$$

Где ΔW_{Σ} – суммарные потери в трансформаторе.

$$W_{\text{пол}} = 95,317 \cdot 10^3 - 0,315 \cdot 10^3 = 95,002 \cdot 10^3 \text{ МВтч.}$$

Себестоимость выработки электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\Sigma} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{пол}}}, \quad (142)$$

Где $W_{\text{пол}}$ – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – годовые затраты, млн. руб.;

Всего годовых затрат, млн. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + I_{\text{снпс.эл.}} + I_{\text{пр}}; \quad (143)$$

Где $I_{\text{АМ}}$ – амортизационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\text{ЭКС}}$ – эксплуатационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\Delta W}$ – издержки на собственные нужды подстанции и потери в трансформаторах;

$I_{пр}$ – прочие издержки, посчитаны ранее.

Рассчитаем себестоимость выработки электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = 2608 + 631 + 564 + 1046 + 521,7 = 5370,7 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_{\Sigma} = \frac{5370,7}{95317560} = 0,056 \frac{\text{руб}}{\text{кВ}\cdot\text{ч}};$$

Чистая прибыль определяется по следующей формуле:

$$П_{ч} = O - I - H, \tag{144}$$

где O-доход от полезного отпуска;

I-суммарные издержки;

H-налог на прибыль.

Налог на прибыль равен:

$$H = 0,2 \cdot (O - I), \tag{145}$$

$$H = 0,2 \cdot (90,312 - 4,324) = 17,197 \text{ млн.руб.}$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{по} \cdot T, \tag{146}$$

где $W_{по}$ - полезный отпуск;

T-средний тариф на передачу электроэнергии.

В данном случае-1660 руб /тыс.кВт*ч.

$$O = 1660 \cdot 54405 = 90,312 \text{ млн.руб.}$$

$$\Pi_{\text{ч}} = 90,312 - 14,324 - 17,197 = 58,791 \text{ млн.руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате застройки полуострова Шкота и значительного увеличения потребления электрической энергии промышленным сектором и жителями района потребовалось строительство новой электрической подстанции, которая закроет существующие потребности в электроэнергии потребителей района Эгершельда и полуострова Шкота. В работе, для подключения потребителя, была спроектирована новая подстанция Гавань 35/6 кВ.

В работе решены следующие основные задачи:

- произведены выбор и проверка оборудования на проектируемой ПС Гавань;
- произведен расчет молниезащиты вводимой ПС Гавань с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор устройств релейной защиты;
- произведен технико-экономический расчет.

Разработанный вариант подключения новой подстанции 35/6 кВ Гавань для электроснабжения потребителя – расположенного в районе Эгершельд полуострова Шкота Приморского края, обеспечивает эффективное и надёжное электроснабжение потребителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2017. – 132 с.

2 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.

3 Блок, В. М. Электрические системы и сети / В. М. Блок. – М. : Высш.шк., 2018. – 430с.

4 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2018. – 608 с.

5 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2016. – 31с.

6 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. – Амурский гос. ун-т. 2020.

7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2019.

8 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.:Энергоатомиздат. 2019. - 604 с.

9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М.: Энергоатомиздат, 2017.

10 Усов, С. В. Электрическая часть электростанций: Учеб. пособие / С.

В, 10 Усов. - М.: Энергоатомиздат, 2018. - 616 с.

11 Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2020. – 576 с.

12 Беркович М.А. Автоматика энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.

13 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

14 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

15 ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания

16 Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 240 с.

17 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

18 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2012. – 375 с.

19 Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. ,2019 - 528с.

20 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2013 – 160с.

21 Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. - М.:Энергия, 2019.-40 с.

22 Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 2014. – 307 с.

23 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению

нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85593/

24 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7–е изд. перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург : Модуль, 2019. – 672 с.

25 Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : производственно-практическое пособие / В.В. Красник. — Электрон. текстовые данные. — М. : ЭНАС, 2011. — 319 с. — 978-5-4248-0005-4. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/5048.html> 23.02.2021 г.

26 Государственная программа Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Дальнего востока и Байкальского региона 2020-2025" – г. Москва 2019 г. – 639 с.

27 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

28 СП 51.13330.2011. Защита от шума.

29 СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

30 СанПиН 1.2.3685- «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

31 СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях

