

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
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Высокогорная напряжением 220/35/10 кВ в Хабаровском крае

Исполнитель

студент группы 742-об1

подпись, дата

П.В. Козырев

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по безопасно-
сти 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

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Козырева Павла Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция ПС Высокогорная напряжением 220 кВ в Хабаровском крае

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, схема внешнего электроснабжения, ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района. 2. Расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Собственные нужды ПС. 5. Изоляция и перенапряжения. 6. Релейная защита и автоматика. 7. Безопасность и экологичность. 8. Техничко-экономический расчёт.

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: Алла Георгиевна Ротачёва

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

РЕФЕРАТ

Проект содержит 100 с., 17 рисунков, таблиц 24, источников 30.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАЗВИТИЕ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ВЕРОЯТНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ.

В результате анализа современного состояния электрических сетей и проблем электроснабжения Хабаровского края, для которого произведено проектирование электрической сети, проанализирован географический регион расположения потребителей электрической энергии с учетом мощности нагрузок потребителей, их взаимного расположения и анализа источников питания. Предложены варианты схем электрической распределительной сети, наиболее полно отражающие специфику их составления. Целью данной бакалаврской работы является реконструкция подстанции «Высокогорная» с учетом климатических и географических особенностей. Необходимо заменить устаревшее оборудование на более современное, а также произвести расчёт безопасности и экологичности и провести технико-экономический анализ выполненного перечня работ.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Географическая характеристика района	9
1.2 Характеристика внешнего электроснабжения	10
1.3 Перспективы развития системы внешнего электроснабжения	16
1.4 Сводный перечень установленного оборудования	18
2 Расчет токов короткого замыкания	20
2.1 Алгоритм расчета токов КЗ	21
2.2 Расчет токов КЗ	24
3 Выбор оборудования	26
3.1 Выбор выключателей	26
3.2 Выбор разъединителей	31
3.3 Выбор трансформаторов тока	34
3.4 Выбор трансформаторов напряжения	41
3.5 Выбор кабелей на стороне 10 кВ	44
3.6 Выбор КРУ на напряжение 10 кВ	45
3.7 Выбор ОПН	46
4 Собственные нужды подстанции	51
5 Изоляция и перенапряжения	53
5.1 Общие положения	53
5.2 Расчёт заземлителя подстанции	54
5.3 Расчёт молниезащиты	59
5.4 Анализ грозоупорности	62
6 Релейная защита и автоматика	66
6.1 Основные типы защит трансформаторов	66
6.2 Газовая защиты трансформатора	67
6.3 Дифференциальная защита трансформаторов	68

6.4 Расчет защит трансформатора	74
6.5 Расчет АПВ линии	75
7 Безопасность и экологичность	79
7.1 Безопасность	79
7.2 Экологичность	82
7.2.1 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом.	82
7.3 Чрезвычайные ситуации	86
8 Технико-экономический расчет	89
8.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование	89
8.2 Амортизационные отчисления	92
8.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии за год	94
8.4 Расчет эффективности инвестиций	94
Заключение	96
Библиографический список	98

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия;

ВН – Высокое напряжение;

ГПП – Главная понизительная подстанция;

ГЭС – Гидравлическая электрическая станция;

КЗ – Короткое замыкание;

КРУЭ – Комплектное распределительное устройство элегазовое;

НН – Низкое напряжение;

ППБ – Правила пожарной безопасности;

РЗ – Релейная защита;

СН – Санитарные нормы.

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. Это позволяет экономить капиталовложения, обеспечивать высокую надежность энергоснабжения в разных частях страны и в любое время суток.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижать себестоимость электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, самое главное, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 13109-97 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, которая является одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое и, особенно аварийное, приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для обна-

ружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

Актуальность данной работы заключается в том, что нужно заменить устаревшее оборудование на более современное.

Целью данной бакалаврской работы является реконструкция подстанции Высокогорная с учетом климатических и географических особенностей.

В ходе работы были определены следующие задачи:

1. Выявление особенностей схемы электроснабжения Хабаровского края
2. Выбор основного оборудования
3. Проверить целесообразность проекта (экономическое обоснование)
4. Оценить безопасность эксплуатации и влияние на экологию
5. Рассчитать молниезащиту и заземление

Для решения данных задач будет произведен расчет и выбор основного силового оборудования, сделана графическая часть подключения в энергосистему и проведена оценка безопасности и экологичности.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Географическая характеристика района

Хабаровский край расположен в центре южной половины Дальнего Востока. Ближайшие российские соседи Хабаровского края - Приморский край, Амурская, Еврейская автономная и Магаданская области, Якутия. От Сахалина край отделяют проливы Татарский и Невельского. Зарубежный сосед - Китай. Хабаровский край омывается с востока Охотским и Японским (Татарский пролив) морями. Протяженность береговой линии (включая острова, крупнейшие из которых Шантарские) - 3390 километров. На побережье Татарского пролива выделяются удобные для сооружения портов акватории - залив Чихачева, бухта Ванино и особенно - уникальный комплекс глубоководных, хорошо защищенных и обширных бухт, образующих залив Советская Гавань. Этот залив, а также соседняя бухта Ванино доступны для судов и в зимний период. Для края характерна хорошо развитая речная сеть. Большая ее часть относится к бассейну Тихого океана (реки Амурского бассейна), меньшая - к бассейну Ледовитого океана (реки Ленского бассейна). Хабаровский край - один из самых крупных регионов Российской Федерации. Его площадь - 788,6 тысяч квадратных километров, что составляет 4,5 процента территории России и 12,7 процента - Дальневосточного экономического района. Территория края простирается с севера на юг почти на 1800 километров и с запада на восток на 125 - 750 километров. Расстояние от его центра до Москвы по железной дороге - 8533 км, по воздуху - 6075 км. Край включает 17 административных районов, 7 городов, 29 поселков городского типа. На территории края преобладает горный рельеф (свыше 70% территории). Восток занимают хребты: Сихотэ-Алинь (наивысшая точка - г. Тардоки-Яни, 2077 м), Прибрежный; юго-запад - Турана, Буреинский, Баджалльский, Ям-Алинь (с высотами от 750-1000 м до 2000-2500 м); на севере - Юдомский, Сунтар-Хаята (до 2933 м); и Юдомо-Майское нагорье (800-1200 м) - на северо-западе. Наиболее обширные низменности: Нижне- и Среднеамурская, Эворон-Тугурская - на юге и центре области, Охотская - на севере. Горные рай-

оны Хабаровского края расположены в таежной зоне. Климатическая характеристика района Климат умеренно-муссонный, с холодной малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от -22оС на юге, до -40 градусов на севере; июля: от +11оС - в приморской части, до +21оС во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере до 800 мм на юге и 1000 мм на восточных склонах Сихотэ-Алиня.

Климатические условия

Район по ветру III

Нормативная скорость ветра, м/сек 4

Район по гололеду II

Нормативная стенка гололеда, мм 10

Низшая температура воздуха, оС -43

Среднегодовая температура воздуха, оС 2,4

Высшая температура воздуха, оС 36,7

Число грозных часов в год 20-40

Среднегодовая скорость ветра, м/сек 3

Количество дней с ветром более 10 м/сек, % <40

Вес снегового покрова, кг/м² 120

Продолжительность отопительного периода, сут. 221

Температура гололедообразования, оС -10

Степень загрязнения атмосферы III

Нормативная глубина промерзания грунтов, м 2,81

Сейсмичность района, балл. 6

Глубина протаивания грунта на начало грозной деятельности, м 1,0-1,5

1.2 Характеристика внешнего электроснабжения

Энергосистемы (ЭС), функционирующие на территории Хабаровского края и Амурской области, входят в состав ОЭС Востока, их связывает между собой ВЛ 500 – 220 кВ.

Данная электроэнергетическая система работает отдельно от Единой энергетической системы России и изолированно от остальных работающих

энергосистем. Это приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей и необходимости содержания, увеличенного по сравнению с другими энергосистемами страны резерва генерирующей мощности, составляющего более 67% максимальной нагрузки.

Образуют ОЭС Востока 19 электростанций мощностью 5 МВт и выше, подстанции (ПС) 110 – 500 кВ, их общая мощность составляет 32,5 млн кВА и линии электропередачи (ЛЭП) 110 – 500 кВ общей протяженностью 25190,2 км. По данным на 01.01.2015 суммарная установленная мощность ОЭС Востока составляет 9057,7 тыс. МВт (без учета работающего изолированно николаевского энергорайона).

Конфигурация электрической сети ОЭС Востока имеет цепочечный характер, вытянутый вдоль Транссиба и БАМа.

Общими проблемами для системы внешнего электроснабжения являются:

- очень высокая изношенность – по выработке электрической энергии – 2252,58 МВт, в том числе резерв электрических мощностей около 800 МВт;
- по выработке тепловой энергии – 7052,0 Гкал/ч. объектов генерирующего и сетевого хозяйства;
- недостаточность и слабость электрических связей в условиях удаленности крупных электростанций от основных районов потребления;
- низкая топливная и финансово-экономическая эффективность работы предприятий электроэнергетики;
- повышенная доля коммунально-бытовой нагрузки в энергопотреблении;
- высокие потери электрической и тепловой энергии в сетях;
- повышенная доля децентрализованного энергоснабжения;
- сложные природно-климатические условия (ведут к повышенному износу оборудования, и осложняют проведение плановых ремонтов).

Установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края составила на 01.01.2011 года – 2294,6 МВт, тепловая – 7106 Гкал/ч, в том числе Николаевского ЭР (энергорайона) – 130,6 МВт и 321,2 Гкал/ч. Установленная электрическая мощность энергоисточников ОАО «ДГК»

в энергосистеме Амурской области составляет 382 МВт, тепловая – 1055,1 Гкал/ч.

Филиалами ОАО "ДГК", осуществляющими хозяйственную деятельность на территории края, в 2012 году выработано 7716,1 млн. кВт·ч электрической энергии, отпущено тепловой энергии с коллекторов в объеме 11500,6 тыс. Гкал, что к уровню 2011 года составило соответственно 107,7 и 100,0 процентов.

Общая установленная мощность теплоэлектростанций филиала "Хабаровская генерация" ОАО "ДГК" по состоянию на 01 января 2013 г. составляет:

Износ оборудования электростанций Хабаровского края составляет 59 %, Амурской области (ТЭС) – 63 %.

Электрические сети 220–500 кВ обслуживает филиал Федеральной сетевой компании – МЭС Востока, их протяженность составляет 4,3 тыс. км, так же в их обслуживании находятся 20 подстанций (ПС) 220 – 500 кВ, суммарная трансформаторная мощность которых составляет 2954 МВА.

Из них 95 % ЛЭП 220 кВ находятся в эксплуатации более 25 лет, 50 % трансформаторов, установленных на подстанции 220 кВт и 60 % трансформаторов, установленных на подстанции 500 кВ, эксплуатируются более 25 лет.

Распределение электрической энергии на территории Хабаровского края осуществляется по электрическим сетям 35 – 110 кВ ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

Общая протяженность воздушных линий электропередачи по трассе, находящихся в эксплуатации филиала ОАО «ДРСК» «ХЭС» составляет 7413,9 км, в том числе:

из них: ВЛ – 110 кВ – 1867 км; ВЛ – 35 кВ – 920,8 км; ВЛ – 10 кВ – 2105,9 км; ВЛ – 6 кВ – 586,05 км; ВЛ–0,4 кВ – 1934,1 км.

Протяженность линий 0,4 – 110 кВ сельскохозяйственного назначения по трассе составляет 4151 км, в том числе: ВЛ – 35 – 110 кВ – 920 км; ВЛ – 6 – 10 кВ – 2163 км; ВЛ – 0,4 кВ – 1068 км.

Износ электрических сетей филиала ОАО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций – 70 %.

Распределительный комплекс 35 – 110 кВ характеризуется значительной перегруженностью электросетевых объектов.

Практически одна четвертая часть электрических сетей 35 – 110 кВ (более 861 км) выработала нормативный срок эксплуатации (40 лет), находится в неудовлетворительном техническом состоянии, и требует полномасштабной реконструкции.

Более половины установленных трансформаторов 35 – 110 кВ отработали нормативный срок эксплуатации (25 лет) и нуждаются в замене.

Перегружены и закрыты для пропуска дополнительной мощности 33 трансформаторных подстанции (20 % от общего количества), что ограничивает возможность присоединения новых электрических нагрузок, строящихся и планируемых к строительству объектов. Особенно это характерно для городов Комсомольска–на–Амуре, Ванинского и Советско– Гаванского районов.

Не обеспечивается надежность электроснабжения потребителей Совгаванского энергоузла при аварийном отключении единственной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Уктур – Высокогорная – Ванино или единственного автотрансформатора 220 кВ ПС Ванино. При выводе в ремонт указанной ВЛ или автотрансформатора ПС Ванино для обеспечения потребления района включаются в работу газотурбинные установки (ГТУ) на Майской ГРЭС, работающие в крайне неэкономичном режиме.

Не обеспечиваются нормальные уровни напряжения на участке сети 220 кВ подстанции (ПС) Ургал – ПС Старт в периоды летнего минимума нагрузок и ремонтных схемах (ремонт средств компенсации реактивной мощности) из-за низкой загруженности протяженного транзита и недостаточной мощности средств компенсации реактивной мощности.

Износ электрических сетей филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока превышает 50 %, трансформаторных подстанций – 60 %. Существующий дефицит трансформаторной мощности на закрытых центрах питания филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока с учетом принятых по договорам трансформаторных

подстанций (ТП) обязательств на территории Амурской области составляет 97 МВА. Не обеспечивается выдача располагаемой мощности Зейской ГЭС в нормальных и в ремонтных схемах.

В таблицах 1 и 2 приведены данные по электрическим сетям и трансформаторным подстанциям 220 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока.

Таблица 1 – Данные по электрическим сетям филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока

Количество ПС и их установленная мощность, протяженность линий электропередач	Ед. изм.	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока (Хабаровский край)			
		2017	2018	2019	2020
220 кВ	шт.	19	19	19	19
	МВА	2163	2163	1802	1952
Износ	%	4,81	4,81	5,75	22,41
Линии электропередач					
220 кВ	Км	2817,52	2817,52	2834,42	2928,38
Износ	%	7,33	7,33	5,33	0,09

Таблица 2 – Данные по износу линий электропередач и подстанций филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока

Линии электропередач	220 кВ				
	2016	2017	2018	2019	2020
	%	%	%	%	%
МЭС Востока	24,44	13,16	14,86	25,78	15,19
в том числе по Хабаровскому краю	0,00		7,33	5,33	0,09
Подстанции	220 кВ				
	2016	2017	2018	2019	2020
	%	%	%	%	%
МЭС Востока	0,00	25,14	11,88	18,76	29,15
в том числе по Хабаровскому краю	0,00	0,00	4,81	5,75	22,41

Резерв мощности в 2013 году составил 65 % от максимума нагрузок (55 % по ОЭС Востока с учетом запертой мощности ГЭС – 761 МВт, ТЭС – 44,5 МВт), что в 4 раза превышает принятое в ЕЭС России нормативное значение равное 17 %. В результате тарифы на электроэнергию в объединенной энергосистеме увеличены из-за постоянных затрат на содержание избыточных резервов.

Основные проблемы развития электроэнергетики в субъектах дальневосточного федерального округа:

- Запертая мощность вследствие ограниченности перетока внутри энергосистемы и между Хабаровской и Приморской энергосистемами (на Хабаровской ТЭЦ–3, Комсомольских и Амурской ТЭЦ – всего 270 МВт);
- Необходимость замещения мощностей, полностью выработавших свой ресурс (Майская ГРЭС);
- Изолированная работа Николаевского энергоузла;
- Недостаточная надежность энергоснабжения Ванинского и Совгаванского районов края (ограничена пропускная способность ЛЭП 220 кВ);
- Недостаточная надежность электроснабжения г. Хабаровска, г. Биробиджана и юга Еврейской АО.

Основные проблемы развития системы внешнего электроснабжения:

- распределительный комплекс 35 – 110 кВ характеризуется значительной перегруженностью электросетевых объектов;
- практически одна четвертая часть электрических сетей 35 – 110 кВ (более 861 км) выработала нормативный срок эксплуатации (40 лет), находится в неудовлетворительном техническом состоянии, и требует полномасштабной реконструкции;
- более половины установленных трансформаторов 35 – 110 кВ отработали нормативный срок эксплуатации (25 лет) и нуждаются в замене;
- перегружены и закрыты для пропуска дополнительной мощности 33 трансформаторных подстанции (20 % от общего количества);
- существующий на данный момент дефицит трансформаторной мощности на

закрытых центрах питания ОАО «ДРСК» с учетом принятых по договорам ТП обязательств на территории Хабаровского края составляет 202 МВА;

– не обеспечивается надежность электроснабжения потребителей Совгаванского энергоузла при аварийном отключении единственной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Уктур – Высокогорная – Ванино или единственного автотрансформатора 220 кВ ПС Ванино;

– не обеспечиваются нормальные уровни напряжения на участке сети 220 кВ ПС Ургал – ПС Старт в периоды летнего минимума нагрузок и ремонтных схемах (ремонт средств компенсации реактивной мощности) из-за низкой загруженности протяженного транзита и недостаточной мощности средств компенсации реактивной мощности;

– ввод новых объектов электроэнергетики, которые повысят надежность внешнего электроснабжения, намечается на 2016 – 2030 гг, в 2016 году – строительство 2 цепи ВЛ 220 кВ Комсомольск-на Амуре – Ванино, в 2018 году – строительство Совгаванской ТЭЦ.

1.3 Перспективы развития системы внешнего электроснабжения

В целях поддержания роста экономики Дальнего Востока необходимо сбалансированное развитие электроэнергетики.

Перспективы развития электроэнергетики Дальневосточного Федерального округа (ДФО) изложены в следующих нормативных документах:

– Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 декабря 2009 г. № 2094-р;

– Комплексная программа развития электроэнергетики Дальневосточного федерального округа на период до 2025 года, утвержденной приказом Министерства энергетики РФ от 16 мая 2012 года № 257;

– Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2012 – 2018 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики РФ от 13 августа 2012 года № 387;

– Государственная программа Хабаровского края «Энергоэффективность и развитие энергетики в хабаровском крае», утвержденной постановлением правительства хабаровского края от 17 апреля 2012 года № 119 – пр.

Одним из приоритетных направлений развития энергетики Хабаровского края является обеспечение надежного энергообеспечения экономики и населения края. В краевом центре будет расширена Хабаровская ТЭЦ–3, построена Хабаровская парогазовая установка ПГУ–450, осуществлено электросетевое строительство высоковольтных линий электропередачи (220 кВ) Хабаровская ТЭЦ–3 – Хехцир, Хабаровская ТЭЦ–3 – Амур и подстанции (220 кВ) Амур с заходами высоковольтных линий электропередачи (220 кВ), Хабаровская ПГУ – Хехцир. В целях развития электросетей г. Хабаровска будет произведена реконструкция распределительных электросетей (35 кВ) центральной части г. Хабаровска с переводом на напряжение 110 кВ.

В г. Хабаровске была произведена реконструкция ПС 110 кВ «СМР», «Здоровье», и строительство ПС 110 кВ «Городская».

Важное значение для реализации проекта по созданию Ванинско-Советскогаванского транспортно-промышленного узла имеет развитие Советскогаванского энергорайона. Были завершены проектные работы и подготовлена площадка строительства ТЭЦ в г. Советская Гавань. Развитие энергетической инфраструктуры повысит надежность и обеспечит прирост электропотребления в портовой зоне.

Для формирования ФЦП до 2020 – 2025 гг. ОАО «ДРСК» филиал «Хабаровские электрические сети» предложен перечень электросетевых объектов, которые необходимо построить или реконструировать в период 2014–2025 гг.

- Для электроснабжения посёлков по правому берегу р. Амур:
- строительство ПС 110/10 кВ «Маяк» (2014–2016 гг.);
 - строительство ПС 110/10 кВ «Дубовый мыс» (2016–2018 гг.);
 - реконструкция ПС 110/10 кВ «Троицкое» (2016–2018 гг.);
 - строительство ВЛ 110 кВ «Маяк – Дубовый мыс» (2016–2019 гг.);

– строительство ВЛ 110 кВ «Дубовый мыс – Троицкое» (2016–2019 гг.). Перевод на напряжение 110 кВ:

1.4 Сводный перечень установленного оборудования

Таблица 3 – Перечень установленного оборудования

1.	Краткая характеристика, местоположение п/ст	Хабаровский край, п. Высокогорный в р-оне р. Мули
2.	Тип распределительного устройства (конструктивное исполнение распределительных устройств (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ))	ОРУ-220,ОРУ-35, ЗРУ-10
3.	Трансформаторы силовые	1Т(ТДТН-25000/220 У1), 2Т(ТДТН-25000/220 У1), ТСН-1(ТМ-630-10/0,4), ТСН-2(ТМ-630-10/0,4)
4.	Суммарная установленная мощность	50 000 кВА
5.	Линейные вводы количество по напряжениям: а) воздушных б) кабельных	а) ВЛ-220-Л-261, ВЛ-220-Л-263, ВЛ-35 Т-241, ВЛ-35 Т-242, ВЛ-10-1Т, ВЛ-10-2Т б) КЛ-10-Ф-3, КЛ-10-Ф-4, КЛ-10-Ф5, КЛ-10-Ф-6, КЛ-10-Ф-9, КЛ-10-Ф-18, КЛ-10-Ф-19, КЛ-10-Ф22
6.	Высоковольтные выключатели	(ЗАР1ДТ-245): ЭВ-Л-261, ЭВ-Л-263, СЭВ-220; (ВГБЭ-35-12,5/630): ЭВ-1Т, ЭВ-2Т, ЭВ-РШ-1, ЭВ-РШ-2, ЭВ-35 Т-241, ЭВ-35 Т-242, СЭВ-35; (ВМПЭ-10) МВ-10-1Т, МВ-10-2Т, СМВ-10, МВ-10 ТСН-1, МВ-10 ТСН-2, МВ-10 Ф-22, МВ-10 Ф-6, МВ-10 Ф-5, МВ-10 Ф-9, МВ-10 Ф-4. (ВВ/ТЕЛ-10): ВВ-10 Ф-19, ВВ-10 Ф-18.
7.	Разъединители	РНДЗ-2-220/1000 У1 ПР-У1 РНДЗ-1-220/1000 У1 ПР-У1 РНДЗ-2-35Б/1000 У1 РГ 1а-35 П/1000 УХЛ РГ2-35 П/1000 УХЛ1
8.	Компенсирющие устройства (ШР, БСК, СК, СТК...)	
9.	Токоограничивающие и специальные реакторы	РКОС-6600/35-У1 (6 фаз)
10.	Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1 2000VA, ЗНОЛ-35-III- УХЛ-1, НОМ-10, НТМИ-10, НАМИТ-10-2 ОХЛ2
11.	Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б - IIIУ1 GIF 40,5 ТОЛ-35-III-УХЛ-1

Продолжение таблицы 3

1.	Краткая характеристика, местоположение п/ст	Хабаровский край, п. Высокогорный в р-оне р. Мули
12.	Грозозащита	ОПН-220-1Т, ОПН-220-2Т, Р-35-1Т, ОПН-35-2Т, ОПН-35-1, ОПН-35-2, ОПН-10-1Т, ОПН-10-2Т Молниеотводы: ОРУ-220 кВ 4 шт. ОРУ-35 2шт.
13.	Высокочастотный заградитель	ВЗ-1250/0,5; ВЗ-1000/0,5
14.	Конденсатор связи	СМК-110//3-0,064, СМ-66//3-4,4
15.	Аккумуляторная батарея	80Pz S-800
16.	Масляное хозяйство	Открытый 2 × 75 м ³
17.	Компрессорное хозяйство	
18.	Устройство для подъема трансформатора	
19.	Дизель-генераторы (мощность, параметры, схема подключения)	

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание.

Расчет токов к.з. выполняется, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с. источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с. источников, подпитывающих точку к.з [2].

На рисунке 1 представлена схема сети

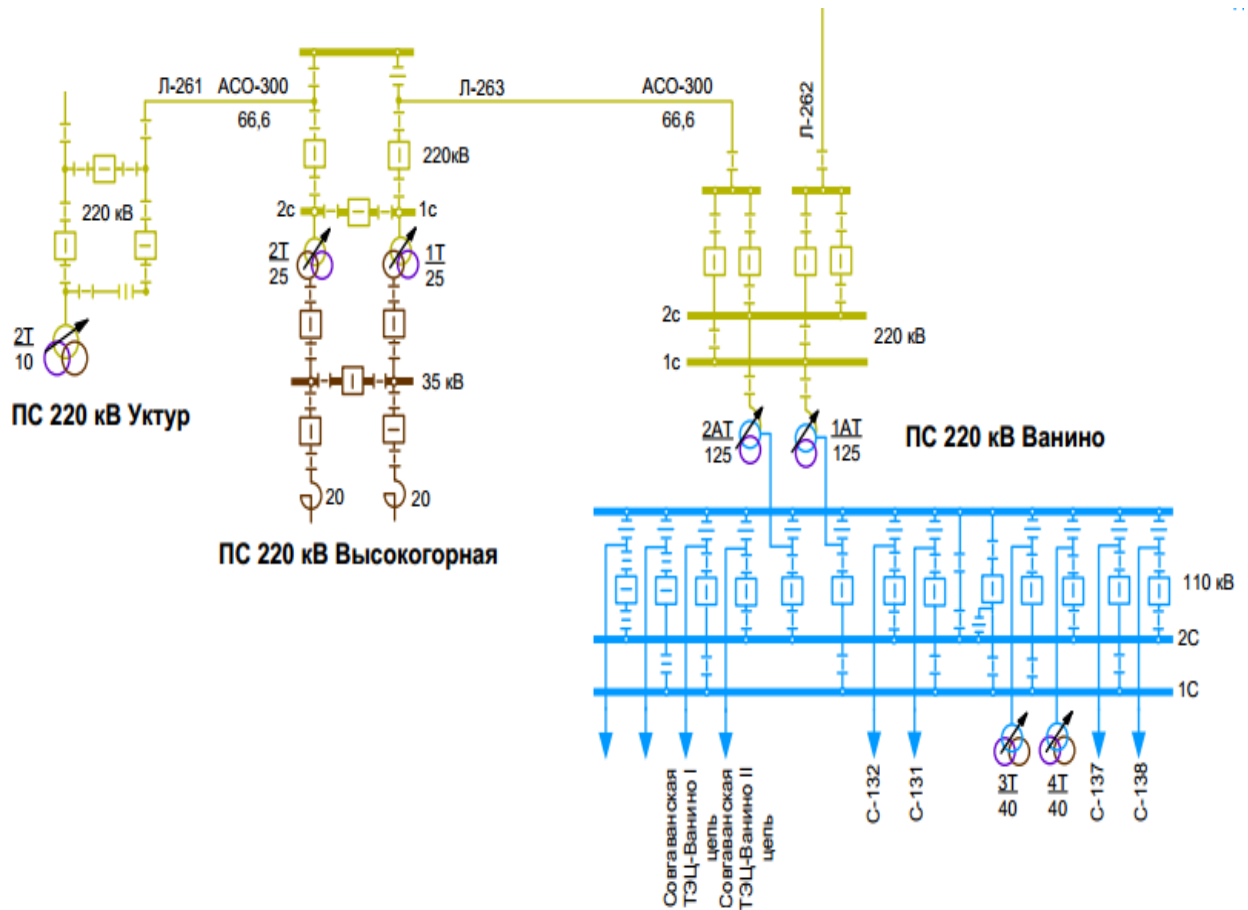


Рисунок 1 – Схема сети.

На рисунке 2 представлена схема замещения с обозначенными точками КЗ

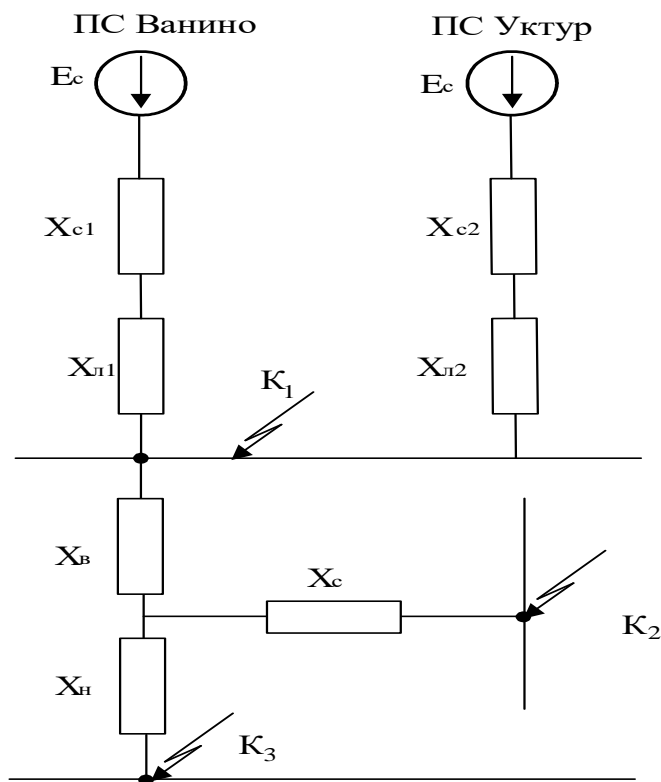


Рисунок 2 – Схема замещения

2.1 Алгоритм расчета токов КЗ

- 1) Нужно составить схему замещения для данного участка сети
- 2) Т.к. обычно расчет КЗ принято вести в относительных единицах выбираем базисную мощность S_b , принимаем $S_b=100\text{MVA}$
- 3) Определяем параметры схемы замещения по следующим расчетным формулам :

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (1)$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{КС}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (2)$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{КН}}{100} * \frac{S_b}{S_T}; \quad (3)$$

$$X_{Л} = X_{уд} * L_{Л} * \frac{S_{б}}{U_{ном}^2}; \quad (4)$$

$$E_{С} = 1; \quad (5)$$

$$X_{С} = \frac{S_{б}}{S_{кз}}; \quad (6)$$

где: $X_{тв}$ - индуктивное сопротивление обмотки высшего напряжения трансформатора, о.е.

$X_{тс}$ - индуктивное сопротивление обмотки среднего напряжения трансформатора; о.е.

$X_{тн}$ - индуктивное сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора; о.е.

$U_{кв}, U_{кс}, U_{кн}$ – напряжение короткого замыкания соответствующей обмотки трансформатора, %.

$S_{т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.;

$S_{б}$ – базисная мощность, МВА.;

$X_{л}$ – индуктивное сопротивление линии, о.е.;

$X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, ом/км.;

$L_{л}$ – длина линии, км.;

$U_{н}$ – номинальное напряжение, кВ.;

$E_{с}$ - ЭДС системы, о.е.;

$X_{с}$ – сопротивление системы, о.е.;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания, МВА.

4) Определяется эквивалентная ЭДС и эквивалентное сопротивление системы относительно заданной точки КЗ по следующим формулам:

Эквивалентное сопротивление при последовательном соединении элементов:

$$X_{\text{экв}} = X_1 + X_2, \quad (7)$$

где:

$X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление, о.е.;

X_1 – сопротивление первого элемента, о.е.;

X_2 – сопротивление второго элемента, о.е.;

Эквивалентное сопротивление при параллельном соединении элементов:

$$X_{\text{экв}} = (X_1 * X_2) / (X_1 + X_2); \quad (8)$$

Где: $X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление, о.е.;

X_1 – сопротивление первого элемента, о.е.;

X_2 – сопротивление второго элемента, о.е.;

Эквивалентная ЭДС двух параллельно соединенных ЭДС:

$$E_{\text{экв}} = (E_1 * X_2 + E_2 * X_1) / (X_1 + X_2); \quad (9)$$

где:

$E_{\text{экв}}$ – эквивалентная ЭДС, о.е.;

E_1 – ЭДС первой ветви, о.е.;

E_2 – ЭДС второй ветви, о.е.;

X_1 – сопротивление первой ветви, о.е.;

X_2 – сопротивление второй ветви, о.е.;

Также могут применяться алгоритмы преобразования треугольника сопротивлений в звезду сопротивлений и наоборот (в данном дипломном проекте не применяются).

5) Рассчитывается значение тока КЗ по следующим формулам:

$$I_{\text{б.}} = \frac{S_{\text{б.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{CP}}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 230}; \quad (10)$$

$$I_{кз} = (E_{экв}/X_{экв}) \cdot I_{б}; \quad (11)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз}; \quad (12)$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a \cdot \omega}}; \quad (13)$$

где:

$I_{б}$ – базисный ток, о.е.;

$S_{б}$ – базисная мощность, МВА.;

$U_{ср}$ – среднее напряжение, кВ;

$I_{кз}$ – ток КЗ;

$E_{экв}$ – эквивалентная ЭДС, о.е.;

$X_{экв}$ – эквивалентное сопротивление, о.е.;

$I_{уд}$ – ударный ток в месте КЗ, кА;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент, б.р.;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с (выбирается по справочнику);

2.2 Расчет токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке.

Принимаем $S_{б} = 100$ МВА;

По формулам (1) – (6) найдем параметры схемы замещения:

$$E_1 = E_2 = 1;$$

$$X_{c1} = \frac{S_{б}}{S_{кз1}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{кз}}$$

Где $S_{кз1}$ – мощность КЗ ПС «Ванино»;

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 3,5} = 0,067$$

$$X_{c2} = \frac{S_{б}}{S_{кз2}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{кз}}$$

Где $S_{кз2}$ – мощность КЗ ПС «Уктур»;

$$X_{с2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 3,5} = 0,064$$

$$X_{л1} = X_{л2} = (0,306/2) \cdot 66,6 \cdot (100/(230^2)) = 0.0059 \text{ о.е.};$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%};$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ \%};$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%};$$

$$X_{тв} = (10,75/100) \cdot (100/40) = 0,268 \text{ о.е.};$$

$$X_{тс} = (-0,25/100) \cdot (100/40) = -0,00625$$

$$X_{тн} = (6,75/100) \cdot (100/40) = 0,169 \text{ о.е.};$$

Используя формулы (7) – (13), рассчитаем значение тока КЗ на шинах 220 кВ ПС «Высокогорная» (точка КЗ-1):

$$X_{экв1} = ((X_{с1} + X_{л1}) \cdot (X_{с2} + X_{л2})) / ((X_{с1} + X_{л1}) + (X_{с2} + X_{л2})) = 0.0356 \text{ о.е.}$$

$$E_{экв} = (E_1 \cdot (X_{с2} + X_{л2}) + E_2 \cdot (X_{с1} + X_{л1})) / (X_{с1} + X_{л1} + X_{с2} + X_{л2}) = 1 \text{ о.е.}$$

$$I_{б} = 100 / (1,732 \cdot 115) = 0,502 \text{ о.е.};$$

$$I_{кз1} = (1/0.00356) \cdot 0.502 = 14,101 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 1} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 14,101 = 19,94 \text{ кА}$$

Аналогичным образом расчет ведется для остальных точек КЗ.

Результаты расчета заносятся в Таблицу 4

Таблица 4 – Токи короткого замыкания и ударные токи в точках КЗ

Точка КЗ	$I_{ин}$, кА	$I_{но}$, кА	$i_{y\partial}$, кА
К1	6,58	14,248	19,94
К2	1,679	5,037	7,123
К3	3,702	11,106	15,706

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Выбор выключателей

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами и служат для отключения и включения цепей в различных режимах работы, наиболее ответственной операцией является отключение токов к.з.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи, не допуская появления опасных коммутационных перенапряжений.

Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, выключатель должен обладать высокой ремонтпригодностью, взрывобезопасностью и пожаробезопасностью.

Выключатели выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, продолжительному номинальному току $I_{ном}$, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости. Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим допустимым током к.з. (максимальное мгновенное значение полного тока) $I_{дин макс}$. Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$I_{уд} < I_{дин макс}, \quad (14)$$

где $I_{уд}$ – расчетный ударный ток в цепи.

Отключающая способность выключателя задана номинальным током отключения $I_{отк}$ в виде действующего значения периодической составляющей тока.

Проверка на термическую стойкость выполняется по следующему условию:

$$W_k \leq I_T^2 * t_T; \quad (15)$$

Тепловой импульс тока КЗ рассчитывается по выражению:

$$B_{\kappa} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл. выкл.}} + t_{\text{р.з.}} + T_a) \quad (16)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время от начала КЗ до его отключения,

T_a – постоянная времени затухания аperiodического тока.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_{\kappa} = 14,1^2 \cdot (0,2 + 0,05 + 3) = 646,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

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

Номинальный ток:

$$I_{\text{н220}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 220} = 209,9 \text{ А}; \quad (17)$$

Таблица 5 – Выбор выключателя 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл, ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 14,248 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл, ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 14,248 \text{ кА}$	$I_{\text{н,0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 646,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Тип выключателя: ВЭБ – 220 – 50 / 3200 УХЛ1.

Элегазовый выключатель ВЭБ220-50/3200 УХЛ1 баковый. Имеет пружинный привод типа ППрК-2000СМ и встроенные трансформаторы тока. Вы-

ключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до -25°C автоматически включаются и отключаются при температуре минус $19 : 22^{\circ}\text{C}$. Полюсы выключателя ВЭБ220П*40/2500 снабжены аварийной разрывной мембраной.



Рисунок 3 – Выключатель ВЭБ – 220 – 40 / 2500 УХЛ1

Выбор выключателя на 35 кВ

$$I_{н35} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8 \text{ А} \quad (18)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 5,037^2 \cdot (0,2 + 0,05 + 3) = 82,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 6 – Выбор выключателя РУ-35кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1600 \text{ А}$	$I_{p.max} = 659,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$	$B_k = 82,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,037 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,037 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Выбираем выключатель вакуумный высоковольтный ВГТ-35-12/630 предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ в сетях трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 35 кВ. В состав выключателя входят привод, шесть высоковольтных вводов со встроенными трансформаторами тока и один газоплотный алюминиевый сварной бак, внутри которого размещены дугогасительные устройства 3-х фаз. 12 встроенных трансформаторов тока позволяют в большинстве случаев отказаться от применения выносных трансформаторов тока наружной установки.

Выключатель ВГТ-35-13/630 снабжен европейским электроконтактным сигнализатором плотности элегаза с устройством температурной компенсации, приводящим показания давления к температуре +20°C. Сигнализатор обеспечивает визуальный контроль за уровнем плотности элегаза и имеет две уставки: предупредительный сигнал о необходимости пополнения элегаза и сигнал на блокировку (запрет оперирования или принудительного отключения с запретом на включение)



Рисунок 4 – Выключатель ВГТ-35-12/630

Выбор выключателя 10 кВ

$$I_{н10} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,3 \text{ А} \quad (19)$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 11,106^2 \cdot (3 + 0,2 + 0,05) = 400,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 7 – Выбор выключателя 10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 1443,3 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 400,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 11,106 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 11,106 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Выбираем выключатель: ВВУ- СЭЦ-10-20/4000

ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/4000 – вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом (возможна установка электромагнитного привода). Выключатель предназначен для коммутации высоковольтных электрических цепей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземлённой нейтралью частоты 50 Гц напряжения 10 кВ в номинальном режиме работы электроустановки и для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Достоинства высоковольтных вакуумных выключателей серии ВВУ-СЭЦ:

- возможность ручного включения выключателя;
- наличие встроенных в привод выключателя расцепителей;
- простота конструкции;
- высокая надёжность;

- легко встраивается в различные типы КРУ и КСО;
- возможность установки привода отдельно от выключателя;
- хорошее соотношение «цена-качество», сравнительно с другими выключателями.

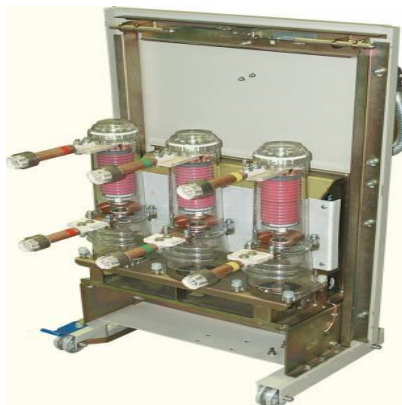


Рисунок 5 – Выключатель ВВУ- СЭЦ-10-20/4000

3.2 Выбор разъединителей.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, т.к. контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителей цепь должна быть разомкнута выключателем.

К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это объясняется большим числом разъединителей в электрических установках и важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей стремятся использовать разъединители трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями,

устанавливают блокировки, которые разрешают оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен .

Разъединители могут выполняться с одним или двумя заземляющими ножами. Их выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, в режиме к.з. проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей.

Таблица 8 – Выбор разъединителей РУ-220кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 252 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 650 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 646,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{нр,с} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр,с}$

Тип разъединителя: РНДЗ-2-220/1000 У1 ПР-У1

Выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа РНДЗ-2-220/1000 У1 ПР-У1. Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей. Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

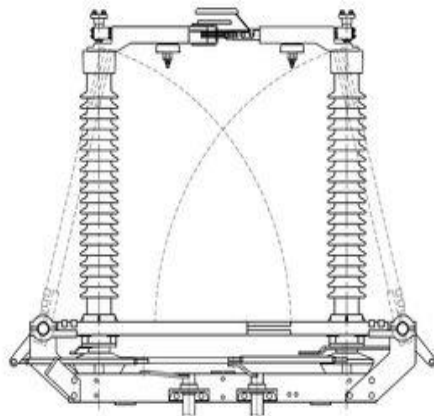


Рисунок 6 – Разъединитель РНДЗ-2-220/1000 У1 ПР-У1.

Таблица 9 – Выбор разъединителей. РУ-35кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p, \max} = 659,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 7,123 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 82,46 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Тип разъединителя: РНДЗ-2-35Б/1000 У1.

Разъединители РНДЗ-2-35Б/1000 У1кВ предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения 35 кВ, промышленной частоты 50 Гц, токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных линий, а также заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей.

Р - разъединитель

Г - горизонтально-поворотного типа

П - с полимерной изоляцией, соответствующей II степени загрязнения атмосферы по ГОСТ 9920 (для разъединителей с фарфоровой изоляцией буква отсутствует)



Рисунок 7 – Разъединитель РНДЗ-2-35Б/1000 У1

3.3 Выбор трансформаторов тока

Для контроля за режимом работы электроприемника используются контрольно-измерительные приборы, присоединяемые к цепям высокого напряжения через трансформаторы тока. Трансформаторы тока выбираются по значению тока, протекающего в первичной обмотке. Трансформаторы тока для схемы, как и силовые трансформаторы, выбираются одинаковыми. Первичным током считается ток, протекающий по первичной обмотке трансформатора тока в аварийном режиме, когда один из трансформаторов отключен, а второй, соответственно несет нагрузку двух систем шин, т.е. каждый из трансформаторов тока должен быть рассчитан на протекание суммарного тока нагрузки двух систем шин

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (20)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (21)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (22)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей; [18]

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} \leq k_{\partial d} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (23)$$

где $k_{\partial d}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (24)$$

где k_{τ} – кратность термической стойкости по каталогу

- по максимальной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (25)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (26)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (27)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Выберем трансформаторы тока для секционных выключателей и линий, отходящих на трансформатор. В таблице 7 вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка ВА
Амперметр	ЭА-335	1,5
Вольтметр	ЭВ-335	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Счетчик энергии	ЕА05RL	2
Итого		4,5

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 4,5 \text{ ВА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (28)$$

где r_k - сопротивление контактов ($r_k = 0,1 \text{ Ом}$)

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (29)$$

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 0,7 - 0,18 - 0,1 = 0,42 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}} \quad (30)$$

где L – длина соединительных проводов определяемая по таблице 8;

ρ – удельное сопротивление провода (для меди $\rho=0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$)

Таблица 11 – Длина соединительных проводов

Ветвь	Длина, м
220 кВ	100-150

$$S = \frac{150 \cdot 0,0175}{0,42} = 6,52 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель марки КРВГ сечением 8 мм^2 .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (31)$$

$$r_{np} = \frac{150 \cdot 0,0175}{8} = 0,328 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0,328 + 0,1 + 0,18 = 0,608 \text{ Ом}$$

Выбираем трансформатор тока ТВГ-220. Трансформаторы тока применяются для работы внутри конструкции других аппаратов, например, в конструкции элегазовых баковых выключателей, силовых трансформаторов, комплектных распределительных устройств или других, обеспечивающих изоляцию трансформатора от цепи высокого напряжения в электрических сетях переменного тока. Трансформатор предназначен для эксплуатации в районах, соответствующих климатическому исполнению трансформатора, невзрывоопасной окружающей средой, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию по ГОСТ 15150. [14]

Трансформатор обеспечивает:

1) пропорциональное преобразование переменного тока в цепи высокого напряжения в ток, приемлемый для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных приборов или устройств защиты;

2) изолирование измерительных приборов и устройств защиты (за счет конструкции аппарата), к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепи высокого напряжения.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 252 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 8000 \text{ А}$	$I_p = 1500 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$

1	2	3
Класс точности – 0,2; 0,2S		
$Z_n = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,608 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190 \text{ кА}$	$I_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 646,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбираем трансформаторы тока на напряжение 35 кВ

На напряжение 35 кВ выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-35-III-УХЛ-1 Основные технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице 13



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОЛ-35-III-УХЛ-1

$$I_{нагр\Sigma} \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,8 \text{ А}$$

Таблица 13 – Основные технические характеристики трансформатора ТОЛ-35-III-УХЛ-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$

1	2	3
$I_n = 1600 \text{ A}$	$I_p = 659,8 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
Класс точности – 0,2; 0,2S		
$Z_n = 2,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,608 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 7,123 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 82,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбираем трансформаторы тока на напряжение 10 кВ

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{\text{нагр}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U * N_T} \quad (32)$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma} \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,3 \text{ A}$$

По справочным данным [3] выбираем ближайший трансформатор тока, значение первичного тока которого не менее 2309,4 А, т.е. ТОЛ-СЭЦ-10, класс ТОЧНОСТИ



Рисунок 9 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10

Ко вторичной обмотке трансформатора тока в ячейке низковольтного ввода подключаются:

- амперметр электромагнитный Амперметр Э47 с мощностью $S = 5$ ВА,
- токовая обмотка счётчика САЭ – И670 с мощностью $S = 1,5$ ВА.

Таблица 14 – Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10$ кВ	$U_{сети} = 220$ кВ	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 3000$ А	$I_p = 1443,3$ А	$I_p \leq I_n$
Класс точности – 0,2; 0,2S		
$Z_n = 2,3$ Ом	$Z_2 = 0,608$ Ом	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 190$ кА	$I_{y\delta} = 15,706$ кА	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500$ кА ² ·с	$B_k = 400,86$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток вольтметров,

приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (33)$$

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка ВА
Амперметр	ЭА-335	1,5
Вольтметр	ЭВ-335	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Счетчик энергии	ЕА05RL	2
Итого		4,5

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 4,5 \text{ ВА}$$

Выбор трансформаторов напряжения на 220 кВ

К установке принимаем заземляемый однофазный трансформатор напряжения с литой изоляцией ЗНОГ-220.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{шт}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{шт}} \geq U_{\text{н}}$
$S_{\text{н}} = 150 \text{ ВА}$	$S_{\text{р}} = 4,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{н}} \geq S_{\text{р}}$

(для класса точности 0,2)		
---------------------------	--	--

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-35-III- УХЛ-1



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35-III- УХЛ-1

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные дан- ные	Расчетные ден- ные	Условия выбо- ра
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 4,5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжение на 10 кВ

Наиболее подходящим является трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10



Рисунок 11 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит: $S_{2\Sigma} = 4,5 \text{ ВА}$

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 4,5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.5 Выбор кабелей на стороне 10 кВ

Для подключения КРУ 10 кВ к силовому трансформатору используются кабели с алюминиевыми жилами. Данные кабели должны выдерживать максимальный ток нагрузки, т.е. ток при работе обеих систем шин через один трансформатор.

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = I_{\text{нагр}\Sigma} \cdot \frac{1}{k_T}$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = 1443,3 \cdot \frac{1}{87,5} = 16,49 \text{ А}$$

Для кабельной линии выбираем кабель марки

Удельные параметры кабеля АПвВнг-1х800-10

А - алюминиевая токопроводящая жила

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести

нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по категории А

1 - количество жил

800 - сечение жилы

10 - номинальное напряжение, кВ

3.6 Выбор КРУ на напряжение 10 кВ



Рисунок 12 – Шкаф КРУ серии СЭЩ-61М

Таблица 19 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-61М

Наименование параметра	КРУ СЭЩ-61М
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	15
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Ток термической стойкости, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	128
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5; 40

Комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-61 М предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6(10) кВ на токи 630–4000 А.

Шкафы КРУ СЭЩ-61 М предназначены для работы внутри помещения, климатическое исполнение УХЛЗ и ТЗ.

КРУ СЭЩ-61 М применяется:

- в составе КТПБ;
- в качестве КРУ-6(10) кВ

КРУ СЭЩ-61 М используется:

- в нефтяной, газовой, угольной и металлургической промышленности; —
в энергетике;
- в распределительных сетях энергокомплекса;
- в сельском хозяйстве;
- для нужд промышленных предприятий;
- для городских и муниципальных сетей;

3.7 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначается для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

При строительстве ПС 220/35/10 кВ «Высокогорная» для защиты оборудования подстанции от грозových и коммутационных перенапряжений предусматривается установка ограничителя перенапряжений нелинейных, которые будут устанавливаться в ОРУ-35 кВ, КРУ 10 кВ, у вводов 35 кВ и вводов 10 кВ трансформаторов (Т1, Т2), а также на проектируемых блоках КТПБ-220 кВ вблизи проектируемых силовых трансформаторов.

Таким образом, ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ, установленные в ячейках трансформаторов напряжения, обеспечивают защиту сборных шин 35 кВ и 10 кВ соответственно, а ОПН 35 кВ и ОПН 10 кВ установленные непосредственно у соответствующих вводов силовых трансформаторов (Т1, Т2) обеспечивают защиту трансформаторов от грозových перенапряжений не зависимо от коммутационного положения вводных выключателей 35 и 10 кВ. Трансформаторы 220 кВ по режимам работы сети могут работать как с нормально разземленными, так и с нормально заземленными нейтральми, поэтому в их нейтральных предусмотрены заземлители и ОПН 220 кВ. Данный ОПН соединяется с нейтралью силового трансформатора без коммутационных аппаратов, чтобы при отключении заземлителя ЗОН-220 нейтраль трансформатора оставалась защищенной.

Проектируемые нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-220 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, I_{пр} не менее 650А), ОПН-35 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее III, I_{пр} не менее 900А), ОПН-10 УХЛ1 (класс пропускной способности не менее II, I_{пр} не менее 650А), обеспечивают надёжную защиту силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-220 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ при грозových импульсах, при несимметричных КЗ на ПС и при наибольшем длительном рабочем напряжении. Для контроля тока утечки ОПН-220 кВ и ОПН-35 кВ оснащаются или датчиками тока, или системой мониторинга, в зависимости от производителя ОПН. Места установки ОПН выбраны в соответствии с требованиями ПУЭ, изд.7 и приведены на схеме и плане подстанции, см. на чертежах «Однолинейная схема подстанции Высокогорная» и «План подстанции. Разрезы».

Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;

– максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (34)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (35)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{ кВ}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПНп-220/550/88-10-IV УХЛ1 При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (36)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 236 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. } 201/$;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (37)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{550}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 550} = 495,49 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (38)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(495,49 - 236)}{470} \cdot 236 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 319,06 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (39)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{319,06}{220} = 1,45 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПНп-220/550/88-10-III УХЛ1 удельной энергоемкостью 1,45 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведены в таблицу 17.

Таблица 20 – Выбранные ОПН

Для РУ 220кВ	ОПНп-220/550/88-10-III УХЛ1
Для РУ 35 кВ	ОПНп-35/550/40,5-10-III УХЛ1
Для РУ 10 кВ	ОПНп-10/550/12 УХЛ1

4 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

На проектируемой ПС нужно предусмотреть размещение силовых трансформаторов собственных нужд, в камерах трансформаторов проектируемого ЗРУ-10. Для повышения надежности электроснабжения собственных нужд ПС 220/35/10 кВ «Высокогорная», предусмотрено две секции СН-0,4(каждая секция запитана от соответствующего трансформатора ТСН-1 и ТСН-2) и секционный выключатель СН 0,4 кВ с автоматикой АВР-0,4 кВ.

Потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, освещение ОРУ и аварийное освещение ОПУ, система пожаротушения, отопление КРУ.

Таблица 21 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Подогрев КРУ	-	2*10	1	2*10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-

Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				161	6

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (40)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{161^2 + 6^2} = 128,9 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (41)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{128,9}{1,4} = 92,07 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСН 160/6/0,4

5. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – коммутационные и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяются тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищают несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства[5].

5.2 Расчёт заземлителя подстанции

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (42)$$

$$S = (63 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 2376 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (43)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (44)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (45)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

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

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (46)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{min} = 259,92 \text{ мм}^2$, то принимаем $d = 20 \text{ мм}$.

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 10 \text{ м}$.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (47)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 2376}{10} = 475,2 \text{ м};$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (48)$$

$$m = \frac{475,2}{2 \cdot \sqrt{2376}} - 1 = 8,74$$

Принимаем: $m = 10$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (49)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 4,87 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (50)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2376} \cdot (10 + 1) = 1072,37 \text{ м}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (51)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2376}}{20} = 9,74$$

Принимаю: $n_B = 10$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (52)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (53)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_в} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (54)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_в} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (55)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента k производится

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяю:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляется расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{2376}} + \frac{1}{1072,37 + 10 \cdot 5} \right) = 0,28 \text{ Ом}$$

где A_{\min} – коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{2376}} = 0,102; \quad (56)$$

Принимаю: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (57)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2376}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,41;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \quad (58)$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,28 \cdot 1,41 = 0,394$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

5.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [2].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми свои-

ми частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода.

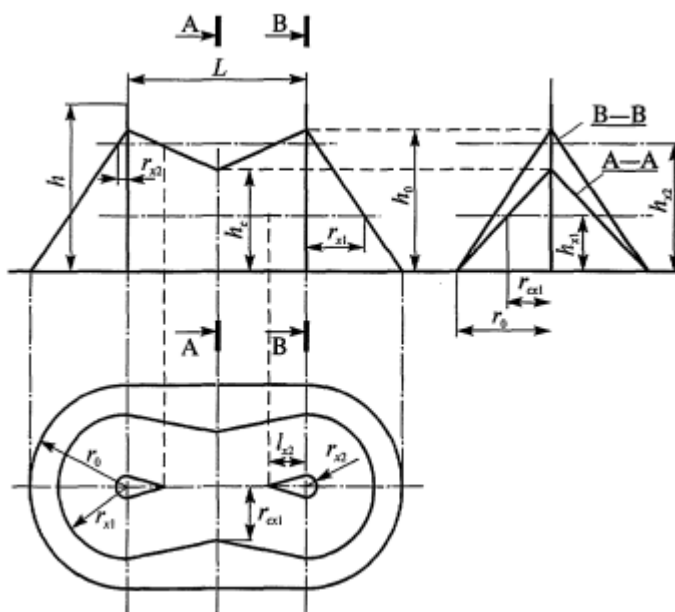


Рисунок 13 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода.

На ОРУ 220 кВ произведем расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 29 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$L_{\max} = 5,75 \cdot H \text{ м.} \quad (59)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot H = 5,75 \cdot 29 = 166,75 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (60)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 29) \cdot 29 = 30,3 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,2 \text{ м. – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 16,7 \text{ м. – на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{с0} = r_0 = 30,3 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{сх} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (61)$$

$$h_{сх} = 26,98 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 29) \cdot (42 - 29) = 25,13$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) \quad (62)$$

$$r_{cx}^{nm} = 30,3 \cdot \left(\frac{20,11 - 11,2}{20,11} \right) = 14,6$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (63)$$

$$r_x = 30,3 \cdot \left(1 - \frac{11,2}{26,98} \right) = 19,25$$

Дальше расчёт молниезащиты выполняется аналогичным образом, результаты расчета приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>rc радиус пересечения защитных зон, м</i>	<i>ro на уровне земли, м</i>
<i>1-4</i>	<i>45</i>	<i>19,3</i>	<i>30.3</i>

5.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых

ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (64)$$

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

z – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

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

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (65)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{оп} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (66)$$

где $l_{гирл}$ – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

R_u – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (67)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{он} \cdot P_{он}) \quad (68)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности;

A – Длина территории подстанции, м;

B – Ширина территории подстанции, м;

$R_{\text{экв}}$ – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

p_α – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

η_{np} – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

η_{on} – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (69)$$

Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{\text{гроз}_ч} \cdot l_{\text{оп}_\text{зон}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_\text{э}) \cdot (p_\alpha \cdot \Psi_{np} + \delta_{\text{он}} \cdot p_{\text{он}} \cdot \Psi_{\text{он}}) \quad (70)$$

где N – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{\text{гроз}_ч}$ – Число грозовых часов;

$l_{\text{оп}_\text{зон}}$ – Длина опасной зоны, км;

$n_{\text{вл}}$ – Количество отходящих линий;

$k_{\text{э}}$ – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (проека);

Ψ_{np} – Доля опасных для изоляции пс импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

Ψ_{on} – Доля опасных для изоляции пс импульсов при обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

δ_{on} – Доля грозовых ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{nv} = \frac{I}{N_{nv}} \quad (71)$$

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз. Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозовых разрядов в ОРУ равна 1259 лет. Число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них подвижных или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны нарушения нормальных режимов работы. В связи с этим трансформаторы оснащаются соответствующими устройствами релейной защиты.

В обмотках трансформаторов могут возникать межфазные и межвитковые короткие замыкания а также замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать межфазные короткие замыкания и замыкания на землю.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении

как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В отдельных случаях на трансформаторах могут применяться другие виды релейных защит.

6.2 Газовая защиты трансформатора

Газовая защита трансформаторов универсальной защитой трансформатора, также она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах 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.

Действие газовой защиты основано на том, любые повреждения внутри трансформатора вызывают увеличение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляции, данные процессы сопровождаются выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. По этой причине газовая защита срабатывает в две ступени. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. При некоторых опасных повреждениях действует только она, так как другие типы защит не могут обнаружить определенные виды повреждений. К данным повреждениям относятся межвитковые замыкания, пожар в стали магнитопровода, неисправности устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

6.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

- 1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;
- 3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_q < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон [1].

Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора:

Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе микропроцессорных реле должен отстраиваться от броска тока намаг-

ничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зан1} \cdot I_{номВН}; \\ K_{зан2} \cdot I_{н.б.К-1}; \\ K_{зан3} \cdot I_{н.б.К-2}. \end{cases} \quad (72-74)$$

где $K_{зан1}$ - коэффициент запаса ($K_{зан} = 4$);

$K_{зан2}, K_{зан3}$ - коэффициент запаса ($K_{зан2} = K_{зан3} = 1,3$);

$I_{н.б.К-1}, I_{н.б.К-2}$ - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-5} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-5}^{(3)}, \quad (75)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ($K_{пер} = 2$);

$K_{одн}$ - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения $K_{одн} = 1$);

ε - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе ($\varepsilon = 0,05$);

$\Delta f_{добав}$ - величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также не-

которыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение $\Delta f_{добав}$ можно принимать равным 0,04;

$\Delta U_{рпн}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения $\pm 9 \cdot 1,78\%$, наибольший относительный предел $\Delta U_{рпн} = 16,02 \%$)

$$I_{н.б.К-5} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04) \cdot 277,19 = 83,21 \text{ А.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-4} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \frac{\Delta U_{пбв}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-4}^{(3)}, \quad (76)$$

где $\Delta U_{пбв}$ - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило $\Delta U_{пбв} = 5 \%$).

$$I_{н.б.К-4} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + \frac{5}{100} + 0,04) \cdot 423,25 = 148,22 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} 4 \cdot 209,9 = 839,6 \text{ А;} \\ 1,3 \cdot 659,82 = 857,76 \text{ А;} \\ 1,3 \cdot 2309,4 = 3002,22 \text{ А.} \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 839,6 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{cx}}{n_{TA}} \cdot I_{c.з.}; \quad (77)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{300}{5}\right)} \cdot 839,6 = 24,23 \text{ А.}$$

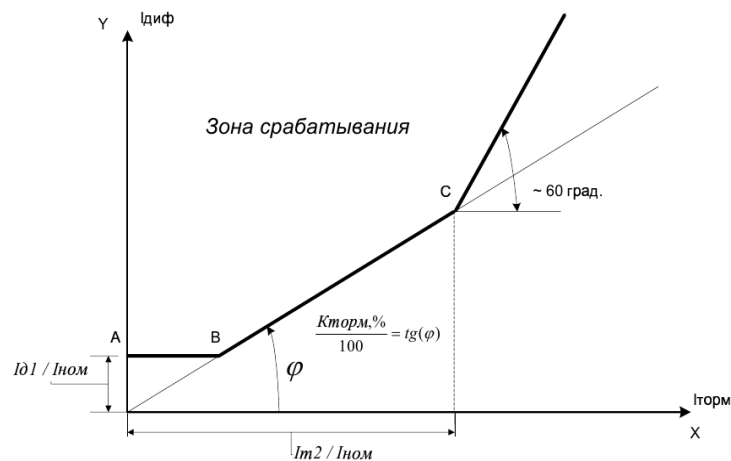


Рисунок 14 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Для микропроцессорной релейной защиты выбору подлежат величины, отмеченные на рис 14, которые представляются в относительных единицах (относительно номинального тока):

$I_{d1}/I_{ном}$ - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{m2}/I_{ном}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

Базовая уставка $I_{d1}/I_{ном}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{ном}$). Такие токи возможны при действии

устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$ (ток внешнего КЗ), он может вызвать дифференциальный ток (ток набаланса):

$$I_{н.б.} = I_{ДИФ} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) I_{скв}. \quad (78)$$

Этот ток обуславливает появление тормозного тока ДЗТ, который равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} - I_{ДИФ}) / 2. \quad (79)$$

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную $I_{ДИФ}$.

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (80)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т}. \quad (81)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики. $I_{т2}/I_{ном}$ 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 ($I_{т}/I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных пе-

перегрузок ($I_m/I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется установка $I_{m2}/I_{ном} = 1,5 - 2$.

$$I_{m1}/I_{ном} = (I_{\partial 1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} \quad (82)$$

При больших уставках $I_{\partial 1}/I_{ном}$ следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Высокогорная принимаем

$$I_{\partial 1}/I_{ном} = 0,3.$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 423,25 = 115,65 \text{ А};$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 100 \cdot 0,390 / 0,85 = 46;$$

$$I_{m1}/I_{ном} = (I_{\partial 1}/I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 46 = 0,65;$$

$$I_{m2}/I_{ном} = 2;$$

$$I_{m2}/I_{ном} > I_{m1}/I_{ном};$$

Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне низкого напряжения примет следующий вид.

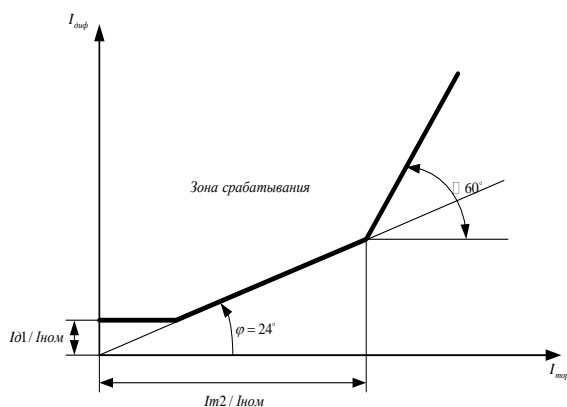


Рисунок 15 – Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне НН силового трансформатора

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично.

Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

6.4 Расчет защит трансформатора

Расчет основных защит трансформатора представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты расчета релейной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод опре-	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого тра соответствующей его походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,6$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,4$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	300/5	750/5	3000/5
Схема соединения ТТ	—	Д	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{65,6 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 1,89$	$\frac{412,4 \cdot \sqrt{3}}{750 / 5} = 4,76$	$\frac{1443,4 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 4,17$

1	2	3	4	5
МТЗ				
Рабочий максимальный ток, А	$I_{p.max} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,6$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412,4$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443,4$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зан.}}{K_B} \cdot I_{p.n}$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 65,6 = 185,22$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 412,4 = 1164,4$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 1443,3 = 4075,5$
Коэффициент чувствительности	$K_{\eta} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	$\frac{14,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{5,037 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 2,34$	$\frac{11,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Коэффициент чувствительности	$K_{\eta} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	$\frac{14,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{0,592} = 20,6$	$\frac{5,037 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1,8629} = 2,34$	$\frac{11,1 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{6,5206} = 1,47$
Защита от перегрузки				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{СЗ.П} = \frac{K_{омс}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 65,6 = 259,28$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 412,4 = 815,04$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 1443,4 = 2852,8$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{СЗ.П}}{n_T}$	$\frac{259,28}{40} \cdot 1,732 = 11,22$	$\frac{815,04}{240} \cdot 1,732 = 10,08$	$\frac{2852,8}{600} \cdot 1,732 = 8,235$

6.5 Расчет АПВ линии

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение (АПВ) ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино и сборных шин (ошиновок) открытых распределительных устройств.

На воздушной линии электропередачи 220 кВ Высокогорная – Ванино, обходном выключателе, шинах (ошиновке) напряжением 110-220 кВ должно применяться 3-фазное АПВ с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

При выполнении АПВ должно быть реализовано:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета АПВ от внешних устройств;
- оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) удаленного доступа;
- разные выдержки времени АПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

На линиях с двухсторонним питанием при обосновании должны предусматриваться следующие виды контроля цепи пуска АПВ:

- с контролем отсутствия напряжения на линии (шинах) и наличия напряжения на шинах (АТ, Т);
- с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии (АТ, Т);
- с контролем наличия синхронизма напряжений на линии и на шинах.

Расчет АПВ производится по трем критериям:

- По условию деионизации среды;
- По условию готовности привода выключателя к повторному включению после отключения;
- По выдержкам последним ступеней резервных защит

Из всех вышеперечисленных условий выбирается вариант с самой большой выдержкой времени.

По условию деионизации среды время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения должно определяться по выражению:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{Д}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (83)$$

где $t_{Д}$ – время деионизации. Для сетей 220 кВ рекомендуется принимать $t_{Д}=0,3-0,4$ с; $t_{ЗАП}$ – время запаса. Принимается $t_{ЗАП}=0,4-0,5$ с.

$$t_{АПВ} \geq 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с.}$$

По условию готовности привода выключателя $t_{Г.П}$ к повторному включению после отключения:

$$t_{АПВ} \geq t_{Г.П} + t_{ЗАП}, \quad (84)$$

где, $t_{Г.П}$ – время готовности привода. Принимается равным $t_{Г.П}=0,4-0,5$ с.;

$t_{ЗАП}$ – время запаса. Принимается равным $t_{ЗАП}=0,3-0,5$ с.

$$t_{АПВ} \geq 0,4 + 0,5 = 0,9 \text{ с.}$$

При выборе выдержки времени АПВ с двухсторонним питанием принимается третье условие:

$$t_{АПВ} = t_{С.32} - t_{С.31} + t_{ОТК2} - t_{ОТК1} + t_{Д} - t_{ВЛК1} + t_{ЗАП}, \quad (85)$$

где, $t_{С.31}$, $t_{ОТК1}$, $t_{ВЛК1}$ - наименьшие выдержки времени первой ступени защиты, времена отключения и включения выключателя на конце расчетной линии; $t_{ВЛК1}$ - 0,062 с (для элегазового выключателя); $t_{С.32}$, $t_{ОТК2}$ - выдержка времени второй (третьей) ступени защиты и время отключения выключателя с противоположной стороны линии; $t_{Д}$ - время деионизации; $t_{ЗАП}$ - время запаса;

Если принять для упрощения $t_{ОТК1}=t_{ОТК2}$ и $t_{С.31}=0$, то:

$$t_{АПВ1} = 1,5 + 0,3 - 0,062 + 0,6 = 2,24с.$$

Для того, чтобы замыкание транзита происходило при угле, меньшем максимально допустимого по расчету значения $\phi_{MAX} = 40^\circ$, угол срабатывания реле KSS выбирается по формуле:

$$\varphi_{C.P} = \varphi_{MAX} \cdot \frac{t_{АПВ1}}{k_H(1 + k_B)t_{ВЛК1} + t_{АПВ1}} ; \quad (86)$$

$$\varphi_{C.P} = 40 \cdot \frac{2,24}{1,1 \cdot (1 + 0,8) \cdot 0,062 + 2,24} = 38^\circ$$

Расчет и выбор уставок по току и времени соответствующих защит производился согласно ПУЭ 7 издание и дополнительной литературе в части РЗАиА. Комплект защит в купе с АПВ позволит эксплуатировать воздушную линию без потери надежности и обеспечит сохранность электротехнического оборудования в случае возникновения токов короткого замыкания или схлестывания проводов на линии.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

ОРУ (открытое распределительное устройство) - это высоковольтное распределительное устройство, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока.

Ячейка ОРУ представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др.

Основными опасностями, возникающими при работе на энергообъектах, являются:

1. Акустическое воздействие.
2. Электромагнитные поля
3. Воздействия опасных и вредных факторов на человека.

Акустическое воздействие ячеек ОРУ является минимальным.

После ввода в действие ОРУ 220 кВ электрооборудование 220 кВ будет находиться на закрытой территории, а токоведущие части в местах доступных только для квалифицированного персонала. При таком исполнении оборудование ОРУ 220 кВ не является источником ЭП и МП, таким образом, уровень напряженности ЭП и МП не повысится за пределами территории станции и на ближайшей жилой зоне.

Для защиты людей от поражения электрическим током проектом предусматривается заземление электроустановок напряжением 380/220В в сети с глухозаземленной нейтралью, защитное отключение, уравнивание потенциалов.

Все металлические нетоковедущие части электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением 380/220 В, нормально не находящиеся, но могущие оказаться под напряжением, должны быть заземлены путем присоедине-

ния к заземленному нулевому проводу сети 380/220В, в качестве заземляющего проводника используются нулевые защитные проводники.

Заземляющую шину следует обозначить полосами желто-зеленого цвета, выполненными краской или клейкой двухцветной лентой. Изолированные проводники уравнивания потенциалов должны иметь изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами.

Персонал, осуществляющий оперативное, техническое и ремонтное обслуживание оборудования, должен быть обеспечен специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты» и «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования, зданий и сооружений электростанции, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативными актами по охране труда.

Согласно СП 51.13330.2011, для источников, имеющих одинаковую звуковую мощность, суммарная звуковая мощность L_{Σ} , дБ (дБА), определяется:

$$L_{\Sigma} = Lwi + 10lgn \quad (87)$$

где

- Lwi – уровень звуковой мощности i -го источника, (дБА);
- n - число источников шума.

Согласно паспортным данным, наружные блоки (4 шт.) характеризуются уровнем звуковой мощности 45-48 дБА каждый (для расчета принимается 48 дБА). Тогда суммарная звуковая мощность составит:

$$L_{\Sigma} = 48 + 10lg4 = 54 \text{ дБА.}$$

Для данной территории согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС:

$$L_{\text{ПДУ}} = 45 \text{ дБА.}$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\Sigma} - L_{\text{ПДУ}})}}{2\pi}}, \quad (88)$$

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(54-45)}}{2\pi}} = 2,5 \text{ м}$$

Любое расстояние больше 2,5 м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ОРУ-220 кВ территории.

Основным источником шума будут являться силовые трансформаторы. На ПС «Высокогорная» установлены 2 трансформатора ТДТН – 25000/220

Для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) мощностью 25 МВ*А и напряжением 220 кВ $L_p = 80$ дБА.

$$L_{p\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 ((10^{0,1 \cdot 80}) + (10^{0,1 \cdot 80})) = 83,01 \text{ дБА.}$$

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot 83,01 - 45}}{2 \cdot 3,14}} = 32 \text{ м.}$$

Любое расстояние больше 32 м будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ОРУ территории. До ближайшего населенного пункта более 100 м, следовательно нарушений санитарных норм нет.

В результате актов коммутации, а также при электрическом пробое изоляции в ОРУ оборудованием.

7.2 Экологичность

7.2.1 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Требуется установка трансформатора ТДТН – 25000/220. Габариты трансформатора: длина $A=(9,6)11,3$ м; ширина $B=5,15$ м; высота $H=7,15$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 40$ т. Плотность масла $\rho = 0,85 \text{ т/м}^3$.

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{40}{0,85} = 47 \text{ м}^3. \quad (89)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же длину $A=(9,6)$ м, ширину $B=5,15$ м и высоту $H = 7,15$ м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{MT} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (9,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,15 + 2 \cdot 1,5) = 102,7 \text{ м}^2.$$

$$S_{BIT} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (90)$$

$$S_{BIT} = 2 \cdot (9,6 + 5,15) \cdot 7,15 = 210,925 \text{ м}^2;$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}, \text{ м}, \quad (91)$$

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{47}{102,7} = 0,46 \text{ м}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{УРОВНЯ}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где $H_{\text{УРОВНЯ}}$ – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$ – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$ – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}} = 0,46 + 0,25 + 0,075 = 0,785 \text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 13 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (92)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (93)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 210,925 = 75934 \text{ л} = 75,93 \text{ м}^3.$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 47 + 0,8 \cdot 75,93 = 47 + 60,74 = 108 \text{ м}^3$$

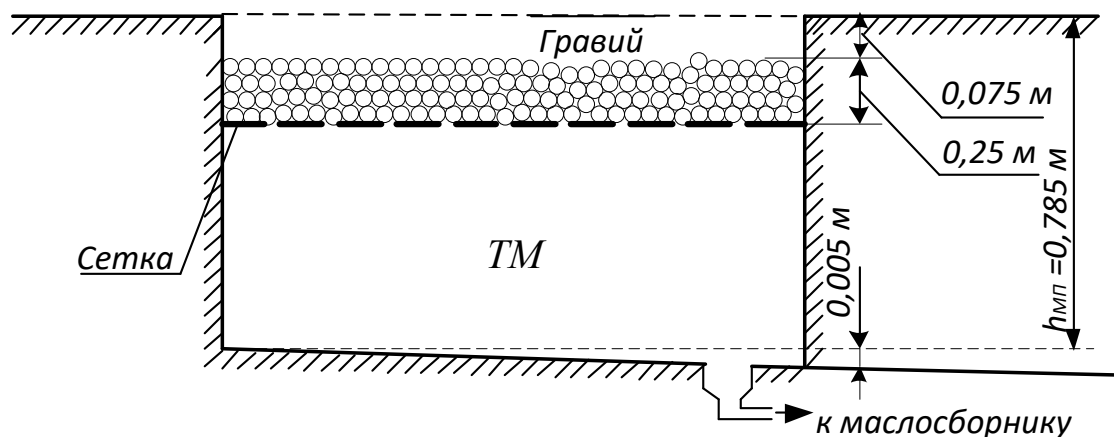


Рисунок 16 – Конструкция маслосборника с отводом масла

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 102,7 м²; объём масла – 47 м³; глубина – 0,785 м; объём маслосборника – 108 м³

Вывоз отработанного масла осуществляет производственно-ремонтное предприятие на основании ранее заключенного договора.

Основными отходами ОРУ-220 кВ являются лампы ДРЛ 1 класса опасности, используемые для освещения территории ОРУ, а также электролиты аккумуляторных батарей.

Сбор ламп ДРЛ должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой у контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

Сбор аккумуляторных батарей производят отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

Образующиеся отходы до момента вывоза их на захоронение или переработку временно хранятся на специально отведенных площадках с твердым покрытием, исключающим их попадание на почву. Транспортировка отходов осуществляется способами, исключающими возможность их потери в процессе перевозки.

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах.

7.3 Чрезвычайные ситуации

Для обеспечения пожарной безопасности в качестве стационарной установки пожаротушения предусматривается стационарная система автоматического пожаротушения распыленной водой. Система водяного автоматического пожаротушения состоит из насосной станции АПТ, питающих и распределительных трубопроводов с установкой на последних оросителей.

Система пожарной сигнализации и оповещения о пожаре (ПС) предназначена для обнаружения факта аварийного возгорания в контролируемых помещениях, передачи информации на АРМ пожарной сигнализации с указанием точного места возгорания и для оповещения дежурного персонала оперативной службы подстанции «Высокогорная» о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях.

Задачами СПС являются:

- Своевременное оповещение сотрудников службы безопасности о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;
- Своевременное оповещение персонала о факте аварийного возгорания в контролируемых помещениях;
- Протоколирование и хранение всех событий системы для последующего просмотра и анализа;
- Запуск системы автоматического водяного пожаротушения (АПТ) в помещениях оборудованных этой системой;
- Отключение вентиляционных систем, а также управление другим инженерным оборудованием.

В адресный шлейф пожарной сигнализации включены пожарные извещатели, установленные в помещениях ОРУ 220 кВ.

По средствам пожаротушения ОРУ 220 кВ Высокогорной относится к первой группе объектов по противопожарным мероприятиям.

Каждый работник должен четко знать и выполнять правила пожарной безопасности (ППБ) и установленной на подстанции противопожарный режим. Работники должны проходить противопожарный инструктаж, совершенство-

вать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации, проходить проверку знаний ППБ.

Проектом предусматривается установка огнезадерживающих клапанов на поэтажных сборных воздуховодах, в местах присоединения их к вертикальному или горизонтальному коллектору; на воздуховодах, обслуживающих помещения категории В1-В3.

Огнезадерживающие клапаны предусматриваются с ручным, автоматическим и дистанционным управлением. В случае обнаружения пожара на входе воздуховодов в горящее помещение происходит закрытие противопожарного клапана и выключение системы вентиляции.

В случае обнаружения возгорания в помещениях ОРУ 220 кВ все системы вентиляции, за исключением системы вентиляции аккумуляторных батарей выключаются.

Зазоры в местах прохода воздуховодов и трубопроводов через стены и перекрытия заделываются несгораемыми материалами.

При проведении сварочных работ приступать к проведению огневых работ можно только после выполнения всех требований пожарной безопасности (наличие средств пожаротушения, очистка рабочего места от сгораемых материалов, защита сгораемых конструкций и т. д.). После окончания огневых работ их исполнитель обязан тщательно осмотреть место проведения этих работ, полить водой сгораемые конструкции и устранить нарушения, которые могут привести к возникновению пожара.

Для размещения первичных средств пожаротушения в здании ОРУ устанавливаются специальные пожарные щиты (стенды). Пожарные щиты должны устанавливаться на видных и доступных местах. На пожарных щитах (стендах) должны размещаться те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении, установке (Ручные огнетушители углекислотно-бромэтиловые, т.к. они предназначены для тушения горячих твердых и жидких металлов, а также электроустановок, находящихся под напряжением).

Опасные ситуации природного характера, возникающие на территории ПС 220 кВ «Высокогорная» это гололед и снежные отложения на ЛЭП, сильные ветра и бури.

Основную опасность представляют гололед и снежные отложения на ЛЭП-220 кВ близлежащих территорий, для борьбы с этим необходима установка автоматики подогрева проводов.

Разогрев линий электропередач токами высокой частоты позволит предотвращать образование гололёда на проводах, поскольку можно нагреть их до 10—20°C, не дожидаясь образования плотного льда. Отключать от электрической сети потребителей не придётся — высокочастотный сигнал не проникает.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

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 необходимо найти капиталовложения, издержки, амортизационные отчисления.

8.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин,

оборудования, инструмента, инвентаря, проектно – изыскательские работы и другие затраты.

Капитальные затраты на реконструкцию имеют следующие составные элементы:

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 и амортизационных отчислений для основного оборудования сведём в таблицу 21.

Таблица 24 – Стоимость выключателей основного оборудования

№	Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, тыс. руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тыс. руб
1	Выключатель СЭВ-220	134921,04	6,4	11 130
2	Разъединитель РНДЗ-2–220	37606,80	6,4	2 407
3	Изолятор ОСК-8-220	726,00	6,4	46
4	Трансформатор напряжения НКФ-220-58	1089,00	6,4	70
5	Трансформатор тока ТФЗМ 220Б	3049,20	6,4	195
6	ОПН РЕХЛИМ R	943,80	6,4	60
7	Итого:	178335,84	6,4	13908,23

Так как стоимость элементов дана в ценах 2021 г, то в пересчете не нуждается.

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 по состоянию на 2021 г. [19]:

$$K_{пост} = 22,18 \%$$

Где

2 % -временные здания и сооружения;

8 % -проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

9 % -прочие работы и затраты;

3,18 % -содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль

$$K = K_{OB} + K_{пост} \text{ млн. руб.} \quad (94)$$

Подставив данные из таблицы 21 в формулу 93 получим:

$$K = 178335,84 + 0,2218 \cdot (178335,84) = 217890,729 \text{ тыс.руб}$$

8.2 Амортизационные отчисления

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.

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i} , \quad (95)$$

$\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i-го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}} , \quad (96)$$

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

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 15 лет.

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{15} = 0,064$$

$$I_{ам} = 178335,84 \cdot 0,064 = 13908,23 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_w = \Delta W \cdot C_w \quad (97)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

C_w – удельная стоимость потерь электроэнергии руб./кВт·ч.

При $T_m=4886$ часов, $\tau=3034$ находим удельную стоимость потерь:

$$C_w = 0,88 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \tau \quad (98)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода, кВт;

T – время работы ПС, ч, $T=8760$ ч;

ΔP_k – активные потери к.з., кВт;

τ – время максимальных потерь.

Для ТДТН – 25000/220 $\Delta P_x=24$ кВт, $\Delta P_k=140$ кВт

$$\Delta W = 24 \cdot 8760 + 140 \cdot 3034 = 638034 \text{ кВт·ч}$$

Тогда затраты на возмещение годовых потерь электроэнергии:

$$I_w = 638034 \cdot 0,88 = 561469,82 \text{ руб}$$

Годовые эксплуатационные издержки проектируемого варианта составляют:

$$I_w = 13908,23 + 561,46982 \cdot 0,88 = 14469,699 \text{ тыс.руб}$$

8.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии за год

Выручка от продажи электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\text{э}} = W_{\text{год}} \cdot b \quad (99)$$

где b – ставка за потребленную электроэнергию (принимается равной 2.74руб/кВт·ч);

$W_{\text{год}}$ – годовой расход электроэнергии, составляет примерно $0,55 \cdot 10^9$ кВт·ч

$$I_w = 0,55 \cdot 10^9 \cdot 2,74 = 1,507 \cdot 10^9 \text{ руб}$$

Прибыль определяются по формуле:

$$\Pi = I_{\text{э}} - I_w - H = 1,507 \cdot 10^9 - 0,145 \cdot 10^7 - 0,3014 \cdot 10^9 = 1,20415 \cdot 10^9 \text{ руб} \quad (100)$$

8.4 Расчет эффективности инвестиций

Проверка эффективности инвестиций включает в себя следующие показатели:

- 1 Чистый дисконтированный доход (ЧДД).
- 2 Срок окупаемости.
- 3 Индекс доходности.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{\tau} (R - Z) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (101)$$

где

R_t – результаты (доходы), достигаемые на t -том шаге расчета;

Z – затраты (капитальные вложения и текущие затраты за минусом амортизации, так как они являются одним из источников финанси-

рования инвестиционного проекта);

I – сумма инвестиций;

E – норма дисконта;

t – номер шага.

Подробный расчет основных показателей выполним в программе Mathcad и отразим в приложении А.

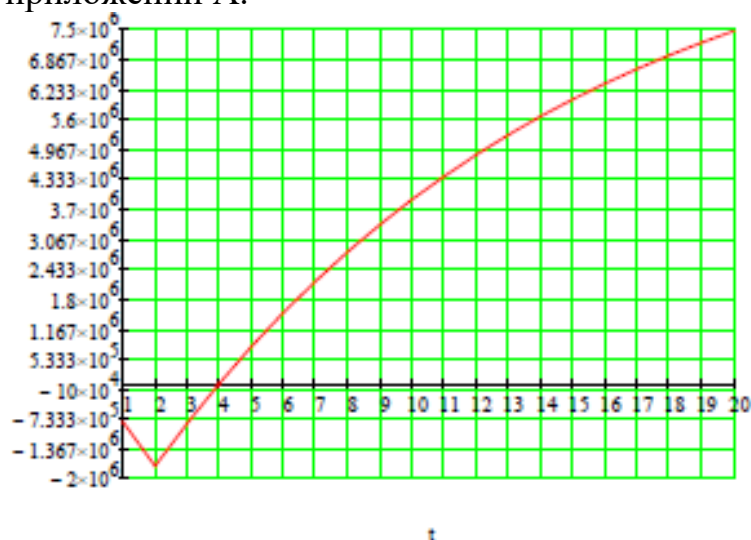


Рисунок 17 – Графическое представление сроков окупаемости

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 217890 тыс руб. составит 2,4 года, дисконтированный срок окупаемости составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1,429$). Рентабельность проекта составит 52,5% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы реконструкции ОРУ 220 кВ ПС «Высокогорная».

Данный проект посвящен повышению надежности энергосистемы Дальневосточного Федерального округа. В ходе расширения ОРУ 220 кВ ПС «Высокогорная» был проведен весь необходимый перечень работ, а именно: анализ и характеристика текущего состояния энергосистемы Хабаровского края; сбор информации о текущей конфигурации оборудования на подстанции; расчет токов короткого замыкания на участке сети 220 кВ; выбор и проверка нового оборудования необходимого для строительства дополнительной ячейки в распределительном устройстве 220 кВ ПС «Высокогорная»; расчет молниезащиты и грозоупорности на подстанции; характеристика и выбор уставок релейной защиты и автоматики для проектируемой ЛЭП; технико-экономическое обоснование выбранных технических решений; мероприятия по обеспечению безопасности обслуживания и выполнения необходимых работ при эксплуатации электро-технического оборудования.

Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС «Высокогорная» способствует развитию промышленности и инфраструктуры области, притоку трудоспособного населения, постройке новых населенных пунктов. Это в условиях нынешней ситуации в стране крайне важно и актуально.

Отметим, что реконструкция ОРУ 220 кВ ПС «Высокогорная» способствует решению следующих проблем:

1. Увеличение надежности электроснабжения ОЭС Востока;
2. Возможность выдачи большего количества полезной мощности в энергосистему;
3. Перспектива внедрения новых технологических комплексов и средств автоматизации

В основной части бакалаврской работы были рассмотрены следующие вопросы:

- 1 Выбраны сечения проводов;
- 2 Определены показатели надежности;
- 3 Рассчитаны токи короткого замыкания;
- 4 Выбрано основное силовое оборудование подстанции Высокогорная: выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ОПН;
- 5 Рассчитано заземление и молниезащита подстанции Высокогорная;
- 6 Рассчитана релейная защита трансформатора;
- 7 В разделе безопасность и экологичность рассмотрены организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности персонала и электроустановок, а также рассчитан маслоприемник и акустические шумы подстанции

Таким образом, РУ 220 кВ ПС «Высокогорная» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на реконструкцию.

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 Александров, Г. Н. Электрические аппараты высокого напряжения: справочник / Г. Н. Александров, А. И. Афанасьев - М.: Энергоатомиздат, 2016.- 503 с.

6 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2002.

7 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.

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

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

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

- 11 ГОСТ 27514-87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ
- 12 ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания
- 13 Засынкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2019. – 240 с.
- 14 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.
- 15 Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. – М.: Энергосервис, 2012. – 375 с.
- 16 Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д.. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. ,2019 - 528с.
- 17 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок – Екатеринбург: Уральское юридическое издание, 2013 – 160с.
- 18 Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. 3-е изд. - М.:Энергия, 2019.-40 с.
- 19 Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 2014. – 307 с.
- 20 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/
- 21 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]. 7–е изд.перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург : Модуль, 2019. – 672 с.
- 22 Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств [Электронный ресурс] : производственно-практическое по-

собрание / 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.

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

24 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. М: «Издательство НЦ ЭНАС», 2001.-211с.

25 СНиП 11-12-77. Защита от шума. М.: Стройиздат, 1978.-22с.

26 СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы и правила. М.: Стройиздат, 1997.-31с.

27 СанПиН 29-71-84. Правила охраны высоковольтных электрических сетей. М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1991.-19с.

28 СанПиН 58-02-91. Выполнение работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты. М.: Госкомсанэпид- надзор России, 1991.-19с.

29 ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. М.: Издательство стандартов, 1985.-6с.

30 ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. М.: Госстандарт, 1984.-12с