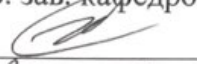


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина
« 28 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы централизованного электроснабжения потребителей муниципального района имени Полины Осипенко Хабаровского края


Исполнитель

студент группы 542 об2


14.06.2019
подпись, дата А.П. Мусорин

Руководитель

доцент, канд.техн.наук



11.06.2019
подпись, дата А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


13.06.2019
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


25.06.2019
подпись, дата Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 09 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Муромца Александра
Навиовича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка схемы централизованного энергоснабжения потребителей
муниципального района имени Т.И. Шенникова Хабаровского края
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 4.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы
предыдущей практики, однолинейная схема
Хабаровского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Кар-ка районов проектирования, разработка вариантов
подпомощью, расчёт ТКЗ, проектирование ПС,
РЗА, расчёт режимов.

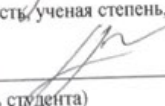
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6л,
таблицы - 3л, программные продукты - 4, расчёт режимов,
однолинейная сх. схемы

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультация по безопасности и экологичности
А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 5.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козак А.А. доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 105 с., 20 рисунков, 29 таблиц, 20 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА, РЕЖИМ, ВАРИАНТЫ, ГЛАВНАЯ СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе выполнена разработка схемы подключения района имени Полины Осипенко к централизованному электроснабжению.

Целью данной выпускной квалификационной работы является, проектирование подстанции «Полина Осипенко» напряжением 35-10 кВ и подключение ее к электрической сети Хабаровского края.

Задача выпускной квалификационной работы состоит в производстве расчета режима электрической сети, рабочих токов и токов короткого замыкания. Произвести выбор основного электрического оборудования подстанции «Полина Осипенко». Выполнение расчета молниезащиты и защитного заземления на проектируемой подстанции «Полина Осипенко».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика района проектирования	8
1.1 Географическая характеристика района	8
1.2 Климатическая характеристика района	12
1.3 Анализ действующей электрической сети	16
2 Расчет режима электрической сети	19
2.1 Расчёт максимального режима существующей электрической сети	22
2.2 Расчёт максимального режима электрической сети после под- ключения по первому варианту	24
2.3 Расчёт максимального режима электрической сети после под- ключения по второму варианту	25
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	28
4 Выбор главной схемы ПС «Полина Осипенко»	30
4.1 Выбор сечений питающей линии ПС «Полина Осипенко»	31
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	32
5 Расчет токов короткого замыкания	37
6 Выбор оборудования	44
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	44
6.2 Выбор выключателей	47
6.3 Выбор и проверка разъединителей	49
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	51
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	54
6.6 Выбор шинных конструкций	57
6.7 Выбор опорных изоляторов	60
6.8 Выбор проходных изоляторов	63
6.9 Выбор ограничителя перенапряжений	64

6.10	Выбор и проверка ТСН	66
6.11	Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии	67
7	Релейная защита и автоматика	69
7.1	Основные типы защит трансформаторов	69
7.2	Газовая защита трансформатора	70
7.3	Дифференциальная защита трансформаторов	71
7.4	Расчет основных защит трансформатора	71
8	Изоляция и перенапряжения	76
8.1	Общие положения	76
8.2	Расчёт заземлителя	77
8.3	Анализ грозоупорности	84
9	Безопасность и экологичность	89
9.1	Безопасность	89
9.2	Экологичность	91
9.3	Чрезвычайные ситуации на подстанции	94
10	Экономика	97
	Заключение	103
	Библиографический список	104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – Воздушная линия;

ВН – Высокое напряжение;

КЗ – Короткое замыкание;

ЛЭП – Линия электропередач;

НН – Низкое напряжение;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ПС – Подстанция;

РЗ – Релейная защита;

СН – Среднее напряжение;

СЭС – Система электроснабжения;

ТП – Трансформаторная подстанция;

ЭС – Электрическая сеть.

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью развития электроэнергетики Хабаровского края является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики края посредством стабилизации и поддержки высоких темпов ее энергоэффективности, а также обеспечения повышения уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Децентрализованное электроснабжения является одной из проблем развития Хабаровского Края. На территориях где электроэнергия вырабатывается дизельными электростанциями перспективы развития отсутствуют ввиду высокого тарифа на электроэнергию.

Задачами, стоящими перед руководством Хабаровского края, являются: развитие социальной сферы, создание инновационной экономики, обеспечение высоких стандартов жизнеобеспечения, увеличение демографического потенциала, развитие инфраструктурной сети, в том числе транспортной. Перевод на централизованное электроснабжение от Хабаровской энергосистемы района имени Полины Осипенко поспособствует сокращению стоимости электроэнергии данного региона, что в свою очередь приведёт к эффективному росту края в этих направлениях.

Кроме того, удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии превышает нормы, утверждённые приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323. В результате перевода сократится северный ввоз дизельного топлива на 1830 тонн, что позволит приблизиться к утверждённым нормам.

Для решения поставленной задачи будет использовать ряд ПО: ОС Windows 10 HOME, RastrWin3, MS Office 16, MS Visio 2016, Mathcad Prime 5.0.0.0.

1.1 Климатогеографическая характеристика Хабаровского края

Хабаровский край граничит: на юге с Приморским краем, на юго-западе – с Еврейской АО (ЕАО), на западе – с Амурской областью, с Республикой Саха (Якутия) - с севера и северо-запада, показано на рисунке 1. Хабаровский край является одним из самых крупных регионов Дальнего Востока и обладает площадью 788 тыс. км², население которого составляет около 1 млн. человек.



Рисунок 1 – Общая карта Хабаровского края

35 % от всей площади края охвачено централизованным электроснабжением. Промышленность в основном специализируется на: производстве пищевых продуктов (около 10%), металлургическом производстве (около 12%), лесозаготовке и деревопереработке (более 12%), добычей полезных ископаемых (около 13%), машиностроительном комплексе (около 20%), топливно-энергетическом комплексе (около 25%).

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа.

Зима в крае имеет продолжительный характер, снежная и суровая. В среднем, холодный период длится с конца октября по конец апреля (6 месяцев). В январе средняя температура составляет от минус 22 °С на юге и до минус 40 °С на севере, на прибрежной территории от минус 18 °С до минус 24 °С. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге плюс 20 °С, на севере около плюс 15 °С.

Годовая сумма осадков формируется от четырёхста до шестисот миллиметров на севере и от шестиста до четырёхста миллиметров на равнинном участке и склонах восточных хребтов. Основная масса осадков выпадает в период с апреля по октябрь, около 90%. Июль является наиболее дождливым.

Регионами Крайнего Севера являются: Аяно-Майский и Охотский (а также Шантарские острова) .

А территории приравненные к районам Крайнего Севера: Ванинский, Верхнебуреинский, Комсомольский, Николаевский, имени Полины Осипенко, Советско-Гаванский, Солнечный, Тугуро-Чумиканский и Ульчский районы; города: Амурск, Комсомольск-на-Амуре, Николаевск-на-Амуре и Советская Гавань; посёлок городского типа Эльбан Амурского района; сёла Ачан, Джуен, Вознесенское, Омми, Падали Амурского района.

Глины, галечники, суглинки, супеси и пески – составляют основу геологического строения края. Это наглядно видно на схеме гидрогеологического районирования, рисунок 2.



Рисунок 2 – Схема гидрогеологического районирования

Промерзание грунта:

- для суглинков и глин – 1,9 м;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 2,3 м;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,5 м;
- для крупнообломочных грунтов – 2,8 м.

В рамках административно-территориального устройства, край включает административно-территориальные и территориальные единицы: 6 городов краевого значения (Хабаровск, Советская Гавань, Амурск, Бикин, Николаевск-на-Амуре, Комсомольск-на-Амуре), 5 внутригородских районов (пять районов Хабаровска); 17 районов, Вяземский - город районного значения, 18 рабочих посёлков, 412 сельских населённых пунктов.

В рамках муниципального устройства, край включает в себя 2 городских округа и 17 муниципальных районов, на территории которых располагаются 29 городских поселений и 188 сельских поселений.

Городские округа: Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре.

Деление по муниципальным районам Хабаровского края представлено на рисунке 3: Амурский (1), Аяно-Майский (2), Бикинский (3), Ванинский (4), Верхнебурейский (5), Вяземский (6), Комсомольский (7), имени Лазо (8), Нанайский (9), Николаевский (10), Охотский (11), имени Полины Осипенко (12), Советско-Гаванский (13), Солнечный (14), Тугуро-Чумиканский (15), Ульчинский (16), Хабаровский (17).

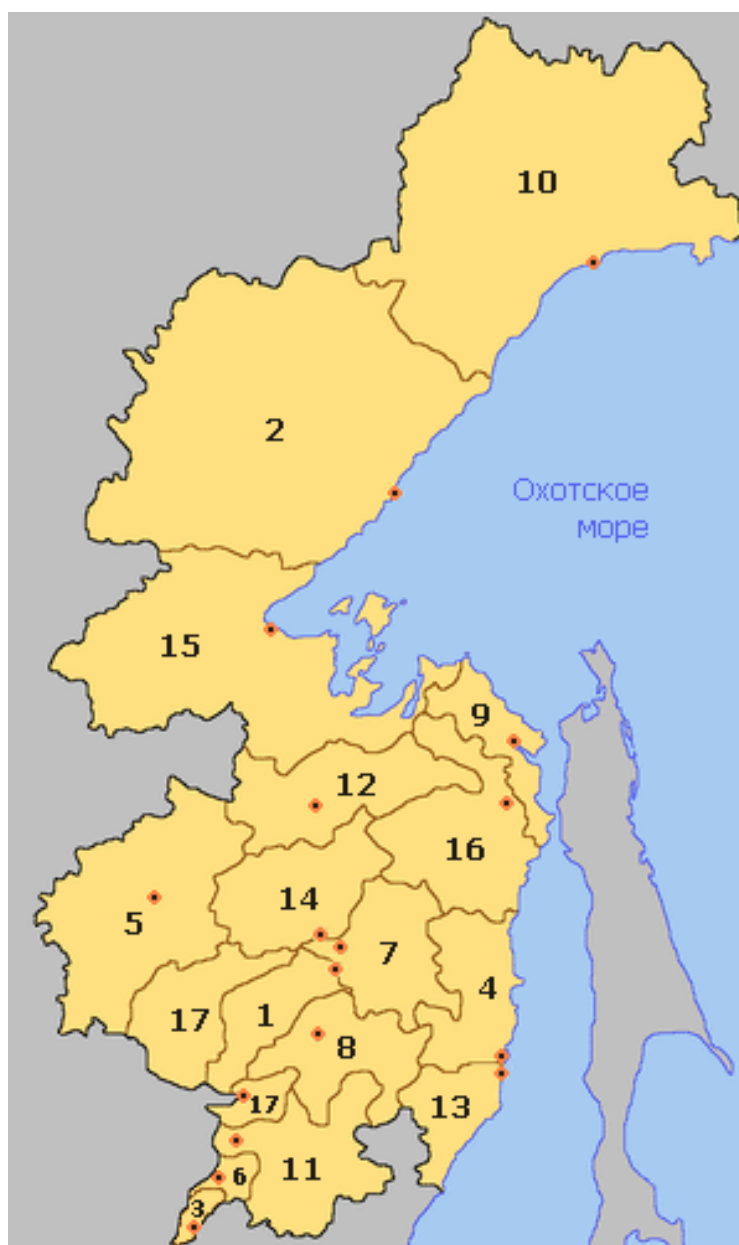


Рисунок 3 – Административно-территориальное деление Хабаровского Края

1.2 Климатогеографическая характеристика района имени Полины Осипенко

В центральной части Хабаровского края располагается район имени Полины Осипенко (12), показано на рисунке 3. Территория района занимает площадь 34 970 км². Район имеет границы на востоке с Тугуро-Чумиканским районом, на юге с Ульчским районом, на юго-западе с Солнечным районом на западе с Верхнебуреинским районом Хабаровского края, с Амурской областью на западе.

С запада Хабаровский край разделяют хребты: Дуссе-Алинь, Ям-Алинь, Меваджа, Эткиль-Янканский, Кольтоурский; с востока параллельно реке Амгуни — хребты, Омельдинский, Кивун, Омальский, Чаятын, центр района это Нимелено-Чукчагирская низменность. К основным рекам района можно причислить: Амгунь и её притоки — Уда, Нимелен, Семи, Нилан, Ольджикан, Сомни. Река Амгунь судоходная от устья до села имени Полины Осипенко. Озёр начитывается немного около 4000 тысяч, крупнейшие — Чукчагирское (366 км²), Джевдоха (19 км²).

Район имени Полины Осипенко имеет центральное местоположение на территории Хабаровского Края, как показано на рисунке 3 и он приравнен к районам Крайнего Севера. В Районе имени Полины Осипенко 16 населённых пунктов в составе 5 сельских поселений, а также межселенной территории.

Сельские поселения: Бриаканское сельское поселение, сельское поселение «Село Владимировка», сельское поселение «Село имени Полины Осипенко», Сельское поселение «Село Удинск», Херпучинское сельское поселение, межселенная территория.

Населенные пункты: Тимченко, Бриакан, Весёлая Горка, Каменка, Владимировка, Главный Стан, Гуга, Князево, Ниланкан, Обхорошее, Село имени Полины Осипенко, Удинск, Кпагда, Херпучи, Оглонги Октябрьский.

Транспортные связи могут осуществляться по реке Амгунь до села имени Полины Осипенко и автомобильным транспортом по дороге от села Бриакан до станции Постышево на БАМе до, райцентра и далее по зимнику

в Тугуро-Чумиканский район. Общая протяжённость автодорог — сто двадцать шесть километров, восемьдесят три километра из них с твёрдым покрытием. Воздушное сообщение осуществляется с помощью аэропортов в селах: имени Полины Осипенко, Херпучи, Октябрьский, с которых выполняются авиарейсы до столицы Хабаровского края - Хабаровска, Аяна, Николаевска-на-Амуре, Чумикана, Нелькана.

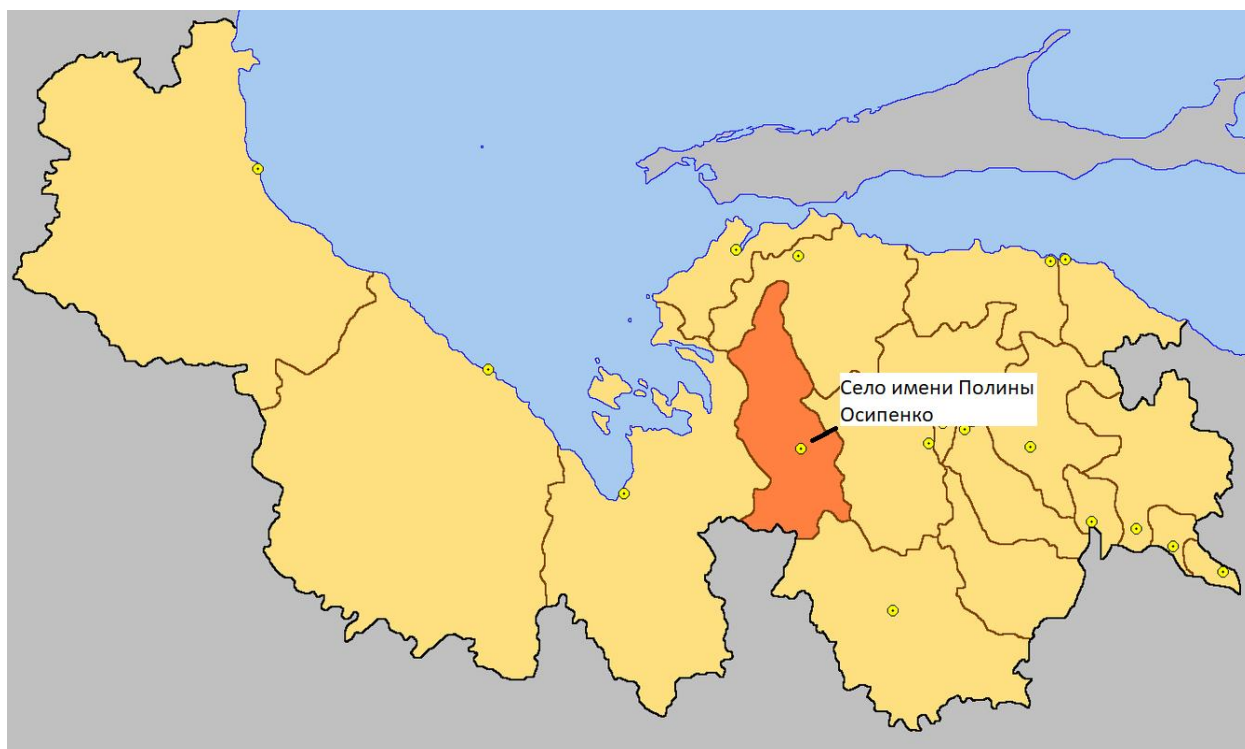


Рисунок 4 – Расположение района имени Полины Осипенко в Хабаровском крае

Село имени Полины Осипенко находится на значительном удалении от крупных городов Хабаровского Края, дорожное расстояние до Комсомольска-на-Амуре — 321 км, до Хабаровска — 723 км,

Постоянные маршруты водным транспортом отсутствуют в связи с чем период пользования находится в пределах: с конца весны по начало осени.

Построена действующая автодорога, идущая от посёлка Березовый через Бриакан. Действует маршрут междугородних сообщений, что позволяет доезжать до Хабаровска каждый день.

Климат в селе имени Полины Осипенко близок к умеренно-холодному климату. Летом выпадает большое количество осадков, в то время как зимой практически нет. С климатом можно ознакомиться по Dwb системе Кеппен-Гейгера, таблица 1. Среднегодовая температура приравнена к -2.1 °С. Выпадает около четырѐхсот восьмидесяти трѐх осадков в год.

Таблица 1 – Температура в муниципальном районе имени Полины Осипенко

	Январь	Февраль	март	Апрель	Май	Июнь
Средний температура (°С)	-27.3	-21.7	-11.9	0.1	8.6	15.4
минимум температура (°С)	-34.1	-29.5	-19.4	-5.8	1.8	8
максимум температура (°С)	-20.5	-13.9	-4.3	6.1	15.5	22.9
Норма осадков (мм)	10	8	12	28	45	57
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средний температура (°С)	18.8	17.6	11.2	1.4	-13.2	-24.3
минимум температура (°С)	12.5	11.9	5.5	-3.9	-19.1	-30.3
максимум температура (°С)	25.2	23.3	17	6.8	-7.3	-18.3
Норма осадков (мм)	84	89	70	43	21	16

Основные характеристики района имени Полины Осипенко

Таблица 2 – Характеристики района размещения села им. Полины Осипенко

Наименование параметра	Значение
------------------------	----------

1	2
Нормативное ветровое давление	650 Па (III район)
Продолжение таблицы 2	
1	2
Снеговая нагрузка	II район
Толщина стенки гололеда	25 мм (IV район)
Район по гололёду	I/II
Сопротивление грунта	150 Ом/м (супесок)
Ср. продолжительность гроз	От 20 до 40 часов

Таблица 3 – Характеристика энергоресурса района имени Полины Осипенко

Административный центр	Село им. Полины Осипенко
Население, человек	4561
Завоз дизельного топлива в год, т	1830
Наличие схемы теплоснабжения, да/нет	Бриаканское поселение – да Село Владимировка – да Село им. Полины Осипенко – да Село Удинск – нет Херпучинское сельское поселение – да
Установленная мощность коммунальных электростанций, МВт	Район им. Полины Осипенко – 6,856
	ДЭС с. им. Полины Осипенко – 3,635
	ДЭС с. Оглонги – 3,200
	ДЭС с. Князево – 0,021
Выработка электроэнергии коммунальных электростанций, млн.кВт.ч	Район им. Полины Осипенко – 9,673
	ДЭС с. им. Полины Осипенко – 6,736
	ДЭС с. Оглонги – 2,908

	ДЭС с. Князево – 0,029
--	------------------------

1.3 Анализ действующей электрической сети

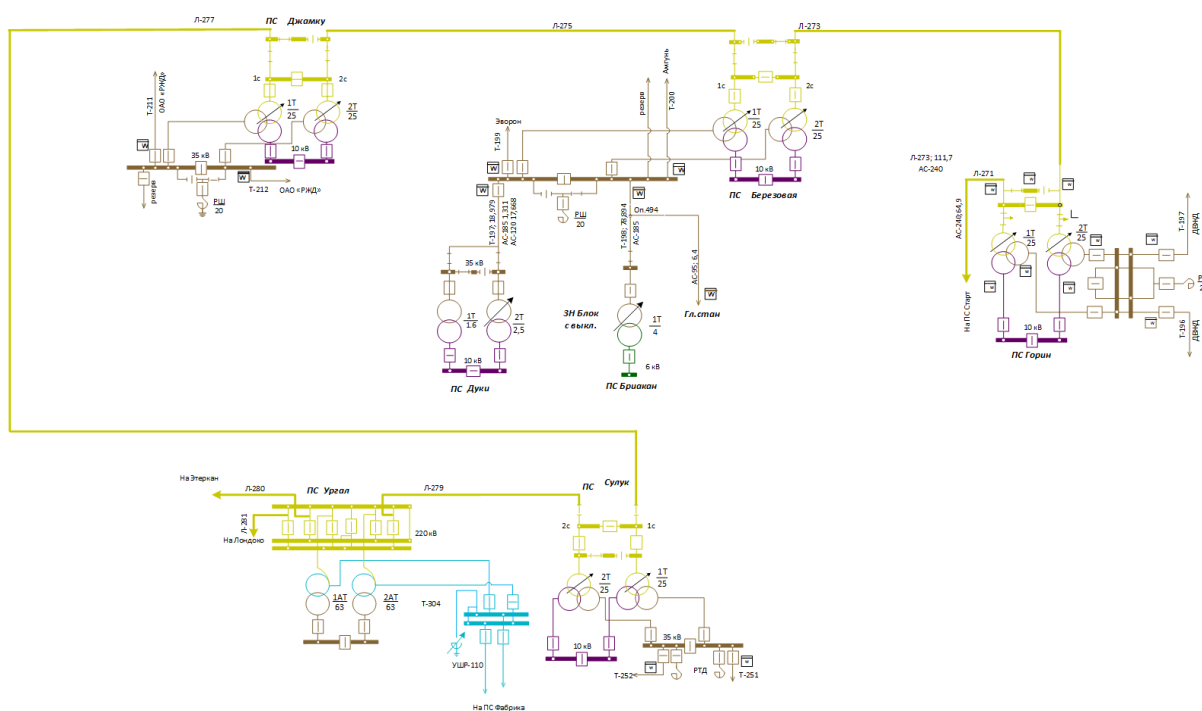


Рисунок 5 – Схема части ЭС Хабаровского Края

Электрическая сеть — совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещённых на территории района, населённого пункта, потребителя электрической энергии.

Таким образом, большие мощности целесообразно передавать при высоком напряжении. Однако строительство высоковольтных сетей сопряжено с рядом технических трудностей; кроме того, непосредственно потреблять электроэнергию с высоким напряжением крайне проблематично для конечных потребителей.

В связи с этим сети разбивают на участки с разным классом напряжения (уровнем напряжения). Трёхфазные сети, передающие большие мощности, имеют следующие классы напряжения: от 1000 кВ и выше (1150 кВ, 1500 кВ) - Ультравысокий, 1000 кВ, 500 кВ, 330 кВ - сверхвысокий, 220 кВ, 110 кВ - ВН, высокое напряжение, 35 кВ - СН-1, среднее первое напряжение, 20 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 1 кВ - СН-2, среднее второе напряжение, 0,4 кВ, 220 В, 110 В и ниже - НН, низкое напряжение.

Проходная ПС 220/35/10 кВ «Горин» находится в Хабаровском крае, Солнечный район. Имеет питание одноцепной воздушной линией 220 кВ от ПС «Берёзовая» протяжённость 113 км, выполненной проводом марки АС-240/32. На подстанции установлено два трёхобмоточных трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый. Распределительное устройство выполнено по схеме 5Н Мостик с выключателем и ремонтной перемычкой со стороны линии, является не типовой, так как вместо выключателей отделители.

Проходная ПС 220/35/10 «Берёзовая» ведена в эксплуатацию в 1982 году. Она участвует в транзите электроэнергии от ПС 220 кВ Хани (Юг Республики Саха (Якутия) до ПС 500 кВ Комсомольская (Хабаровский край) и обеспечивает электроснабжение потребителей Солнечного района Хабаровского края с общей численностью населения 36 тысяч человек. Выполнена в виде распределительного устройства 5Н мостик с выключателем и ремонтной перемычкой со стороны линии. На ПС установлено два трёхобмоточных трансформатора заявленной мощностью 25 МВА. Питается от ПС 220/35/10 «Джамку» по воздушной линии 220 кВ протяжённостью 105 км, выполненной маркой провода АС-240/32. На стороне 35 кВ схема распределительного устройства 9 одна рабочая секционированная выключателем система шин. Планируется подключение ПС 35/10 «Полина Осипенко».

Тупиковая однострансформаторная ПС 35/6 кВ «Бриаган» связана с ПС 220/35/10 «Берёзовая» одноцепной воздушной линией 35 кВ, марки АС-185/29 и её длина составляет 79 км. Трансформаторная мощность составляет 4 МВА. Выполнена по схеме 3Н блок с выключателем.

Тупиковая двухтрансформаторная ПС 35/10 кВ выполнена по схеме 4Н два блока с выключателями со стороны трансформаторов. Мощность первого и второго трансформаторов на ПС равна 1,6 МВА и 2,5 МВА соответственно. Питается от ПС 220/35/10 кВ «Берёзовая» по воздушной линии 35 кВ АС-180/29 протяжённостью 17,6 км и линий АС-120/19 длиной 1,3 км, подключённым в рассечку и идущим на шину первого трансформатора (1,6 МВА).

Проходная ПС 220/35/10 кВ «Джамку» питается по воздушной линии от ПС 220/35/10 «Сулук» протяжённостью 118 км по проводу марки АС-240/32. Распределительное устройство выполнено по схеме 5Н Мостик с выключателем и ремонтной перемычкой со стороны линии. На стороне 35 кВ схема распределительного устройства 9 одна рабочая секционированная выключателем система шин. На ПС установлено два трёхобмоточных трансформатора мощностью 25 МВА каждый.

Проходная ПС 220/35/10 кВ «Сулук» выполнена по схеме распределительного устройства 5АН мостик с выключателем и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. На стороне 35 кВ используется схема распределительного устройства 9 одна рабочая секционированная выключателем система шин. Питается от ПС 220/110/35 «Ургал» по воздушной линии 220 кВ протяжённостью 80 км и выполненной проводом марки АС-240/32. На ПС имеется два трансформатора мощностью 25 МВА каждый.

Проходная ПС 220/110/35 «Ургал» выполнена по схеме распределительного устройства 12 одна рабочая секционированная выключателем и обходной системой шин. Трансформаторная мощность ПС это два автотрансформатора 63 МВА. Подстанция «Ургал» работает с 1985 года. Она обеспечивает электроэнергией тяговые подстанции Байкало-Амурской магистрали, промышленные предприятия и население Верхнебуреинского района Хабаровского края. На стороне 110 кВ распределительное устройство открытого типа выполнено по схеме 9 одна рабочая секционированная выключателем система шин.

2 РАСЧЕТ РЕЖИМА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Первоочерёдная задача при эксплуатации электрических сетей – поддержание в сети стабильного напряжения, приближённого к номинальному, частоты сети (50 Гц) и требуемой пропускной способности.

Под понятием режим ЭС подразумевают ее состояние, характеризуемое значениями частоты, напряжений, мощностей, токов, характеризующих процесс производства, преобразования, передачи и распределения энергии и являющимися параметрами режима.

Цель ради которой производится расчёт ЭС – нахождение параметров режимов, получение данных для регулирования напряжений и поиск возможных путей повышения экономичной работы сети.

В зависимости от текущего состояния электрической сети и генерирующего оборудования в установившемся режиме выделяют: нормальный режим, утяжеленный режим, ремонтный режим, послеаварийный режим.

Вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы входят в электрический расчет.

Чтобы проверить схему по требованиям надёжности необходимо отключить наиболее загруженную линию и трансформатор, тем самым с имитировать послеаварийный режим. Расчет режима для сетей 110 кВ и выше выполняем для полной схемы сети (при всех включенных линиях и трансформаторах).

Расчет режима части ХЭС 220-35 кВ производим с помощью программно – вычислительного комплекса (ПВК) RastrWin3, под управлением Windows 10 HOME.

Данные для расчета режима приводятся в форме следующих таблиц.

Таблица 4 – Информация о воздушных линиях электропередач 220 – 35 кВ в части ЭС Хабаровского края

Рабочее напряжение, кВ	Диспетчерское наименование ЛЭП	Общая длина ЛЭП по цепям, км	Марка провода/кабеля	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
35	ВЛ 35 кВ Березовая - Дуки	1,311 17,668	АС-185 АС-120	0.21 4.4	- 7.31	- -
35	ВЛ 35 кВ Березовая - Бриакан	78.894	АС-185	12.8	-	-
220	ВЛ 220 кВ Березовая - Горин	113.33	АС-240/32	13.7	49.3	295
220	ВЛ 220 кВ Джамку - Березовая	105.36	АС-240/32	12.7	45.8	274
220	ВЛ 220 кВ Сулук - Джамку	118.21	АС-240/32	14.3	51.4	307
220	ВЛ 220 кВ Ургал - Сулук	79.85	АС-240/32	9.67	34.7	210

Таблица 5 – Максимальные электрические нагрузки на подстанциях

Подстанция	Нагрузка	
	Qн, МВар	Pн, МВт
1	2	3
ПС Горин	0,5	3,0
ПС Березовая	1,6	5,5
ПС Бриакан	0,8	2,8
ПС Дуки	0,8	2,7
ПС Джамку	0,1	0,8
ПС Сулук	0,1	2,0

Продолжение таблицы 5

1	2	3
ПС Ургал	1,5	7,5

Таблица 6 – Информация о трансформаторах 220 кВ

Наименование	Тип	Мощность, МВт	R _T , Ом			X _T , Ом			B _T , мкСм
			H H	C H	B H	H H	C H	BH	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Горин Т-1 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Горин Т-2 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Березовая Т-1 220/40,5/12	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Березовая Т-2 220/40,5/12	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Джамку Т-1 230/38,5/10, 5	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Джамку Т-2 230/38,5/10, 5	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Сулук Т-1 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2
Сулук Т-2 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/1 0	25	5.7	5.7	5.7	27 5	0	148	6.2

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ургал АТ-1 220/110/35	АТДЦТН- 63000/220/110/ 35	63	1.4	1.4	2.8	10 4	0	195.6	6.5
Ургал АТ-2 220/110/35	АТДЦТН- 63000/220/110/ 35	63	1.4	1.4	2.8	10 4	0	195.6	6.5

Таблица 7 – Информация о трансформаторах 35 кВ

Наименование	Тип	Мощность, МВт	R _т , Ом	X _т , Ом	Вт, мкСм
Бриаган 1Т 35/6.3	ТМН-4000/35	4	2.6	23	32.7
Дуки 1Т 35/10	ТМ-1600/35	1.6	12.4	49.2	14.37
Дуки 2Т 35/10	ТМН-2500/35	2.5	5.1	31.9	22.45

2.1 Расчёт максимального режима существующей электрической сети

После правильного ввода данных в ПВК RastrWin3, под управлением Windows 10 HOME, получаем расчет нормального установившегося режима электрической сети 220 – 35 кВ района имени Полины Осипенко Хабаровского края, а также переток мощности в линиях и напряжения на шинах подстанций.

где I_{\max} – максимальный ток линии, А

$P_{\text{нач}}$, $Q_{\text{нач}}$ – активная и реактивная мощность в начале линии, МВт, МВар

$P_{\text{кон}}$, $Q_{\text{кон}}$ – активная и реактивная мощность в конце линии, МВт, МВар

dP , dQ – потери активной и реактивной мощности в линии, МВт, МВар

Таблица 8 - Результаты вычисления нормального режима ЭС

ЛЭП	I _{max}	P _{нач}	Q _{нач}	P _{кон}	Q _{кон}	dP	dQ
1	4	2	3	5	6	7	8
Горин 220 кВ – Березовая 220 кВ	46	-15	11	-15	-1	0,04	0,16
Березовая 35 кВ – отп	101	-6	-3	-6	-2	0,14	0,23
отп – Дуки 1 35 кВ	45	-2	-1	-2	-1	0,04	0,07
отп – Дуки 2 35 кВ	57	-3	-1	-3	-1	0,04	0,07
Джамку 220 кВ – Березо- вая 220 кВ	69	-6	25	-6	11	0,11	0,38
Джамку 220 кВ – Сулук 220 кВ	113	-20	40	-20	25	0,38	1,38
Сулук 220 Кв – Ургал 220 кВ	46	-15	11	-15	-1	0,04	0,16
Березовая 35 кВ – Бриа- кан 35 кВ	50	-3	-1	-3	-1	0,10	0,18

Таблица 9 – Напряжения на шинах подстанций Хабаровского края 220-35 кВ при нормальном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Горин	230	36,5	10,33
ПС Берёзовая	234,35	36,79	10,42
ПС Джамку	238,21	37,79	10,7
ПС Сулук	239,72	38,02	10,76

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
ПС Ургал	239,14	118,57	37,71
ПС Дуки	35,61	-	10,42
ПС Бриакан	35,78	-	6,95

2.2 Расчёт максимального режима электрической сети после подключения по первому варианту

После подключения ПС Полины Осипенко к распределительной сети 35 – 10 кВ режим электрической сети будет следующим.

Таблица 10 – Результат расчёта нормального режима ЭС после подключения ПС Полина Осипенко

ЛЭП	И _{ма} х	Р _н ач	Q _{на} ч	Р _{ко} н	Q _{ко} н	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Горин 220 кВ – Березовая 220 кВ	85	7	7	32	17	0,18	0,64
Березовая 35 кВ – отп 1	99	-6	-2	-6	-2	0,13	0,21
отп 1 – Дуки 2 35 кВ	55	-3	-1	-3	-1	0,04	0,06
отп 1 – Дуки 1 35 кВ	44	-2	-1	-2	-1	0,03	0,05
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	27	1	1	-3	1	0,01	0,02
Джамку 220 кВ – Сулук 220 кВ	27	-1	-1	5	-10	0,01	0,03
Сулук 220 Кв – Ургал 220 кВ	20	-2	2	-3	-8	0,03	0,12

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
Бриакаан 20 кВ – Полина Осипенко 20 кВ	25	2	2	-1	-3	0,02	0,04

Таблица 11 – Напряжения на шинах ПС района имени Полины Осипенко 20 – 10 кВ при нормальном режиме сети после подключения ПС Полина Осипенко

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Горин	230	35,03	10,3
ПС Берёзовая	224,15	35,92	10
ПС Джамку	223,32	35,02	10,46
ПС Сулук	222,67	35,01	10,55
ПС Ургал	222,28	118,22	35,62
ПС Дуки	34,99	-	10
ПС Бриакаан 35 кВ	35,02	-	6,68
ПС Бриакаан 20 кВ	35,02	-	20,65
ПС Полина Осипенко	20,29	-	10,29

2.3 Расчёт максимального режима электрической сети после подключения по второму варианту

После подключения ПС Полины Осипенко к сети 35 – 10 кВ режим электрической сети будет следующим.

Таблица 12 – Результат расчёта нормального режима ЭС после подключения ПС Полина Осипенко

ЛЭП	I _{max}	P _н ач	Q _{на} ч	P _{ко} н	Q _{ко} н	dP	dQ
1	4	2	3	5	6	7	8
Горин 220 кВ – Березовая 220 кВ	35	-6	13	-6	-3	0,02	0,06
Березовая 35 кВ – отп 1	99	-6	-2	-6	-2	0,13	0,21
отп 1 – Дуки 2 35 кВ	55	-3	-1	-3	-1	0,04	0,06
отп 1 – Дуки 1 35 кВ	44	-2	-1	-2	-1	0,03	0,05
Джамку 220 кВ – Березовая 220 кВ	91	37	44	38	33	0,73	2,64
Джамку 220 кВ – Сулук 220 кВ	65	-19	12	-19	-2	0,11	0,41
Сулук 220 Кв – Ургал 220 кВ	39	-13	9	-13	-2	0,03	0,12
Бриакан 35 кВ– Полина Осипенко 35 кВ	78	-6	9	-4	11	1,95	1,97

Таблица 12 – Напряжения на шинах ПС района имени Полины Осипенко 35 – 10 кВ при нормальном режиме сети после подключения ПС Полина Осипенко

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Горин	230,65	36,5	10,34
ПС Берёзовая	230	36,15	10,24
ПС Джамку	233,2	36,99	10,47

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ПС Сулук	234,04	37,12	10,51
ПС Ургал	233,06	115	36,58
ПС Дуки	35,95	-	10,53
ПС Бриакан	35,53	-	6,56
ПС Полина Осипенко	35,27	-	10,5

Подключив ПС 20/10 кВ «Полина Осипенко» недопустимых отклонений напряжения не наблюдается.

Значение длительно допустимого тока не превышено.

Установившийся режим электрических систем и цепей рассчитывают при различных способах задания исходных данных в зависимости от физической сути и цели расчета. Известны сопротивления и проводимости всех пассивных элементов электрической цепи. Кроме того, заданы постоянные величины всех источников тока во всех узлах, кроме балансирующего по Р и Q, и все ЭДС, а также напряжение одного узла - базисного по напряжению.

В установившемся режиме реальной электрической системы параметры режима непостоянны; они непрерывно изменяются, но эти изменения, происходящие около некоторого среднего значения, могут быть настолько малыми, что режим практически допустимо считать установившимся.

В то же время при расчетах установившихся режимов электрических систем учитываются характеристики источников тока. Нелинейность источников тока соответствует заданию в узлах нагрузки потребителей или генераторов с постоянной мощностью либо заданию нагрузки ее статическими характеристиками, определяющими зависимость мощности от напряжения.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В Хабаровском крае существует такая проблема как децентрализованное энергоснабжение. Если обратиться к стратегии социально-экономического развития Хабаровского края на период до 2025 года, то мы увидим тенденцию роста данных потребителей и в будущем, это связано с тем, что подключение потребителей к единому электроснабжению приводит к удешевлению электроэнергии в данном районе и улучшению качества жизни жителей.

Подстанция имени Полины Осипенко будет питаться одной воздушной линией от ПС «Бриакан». Этот выбор исходит из того, что село имени Полины Осипенко относится к потребителю третьей категории, как следует из ПУЭ 7-го издания.

Первый вариант подключения села – подключение в шину 35 кВ «Берёзовая» и её подключение по воздушной линии 35 кВ (Рисунок 6).

Длина новой линии будет составлять 41,94 км.

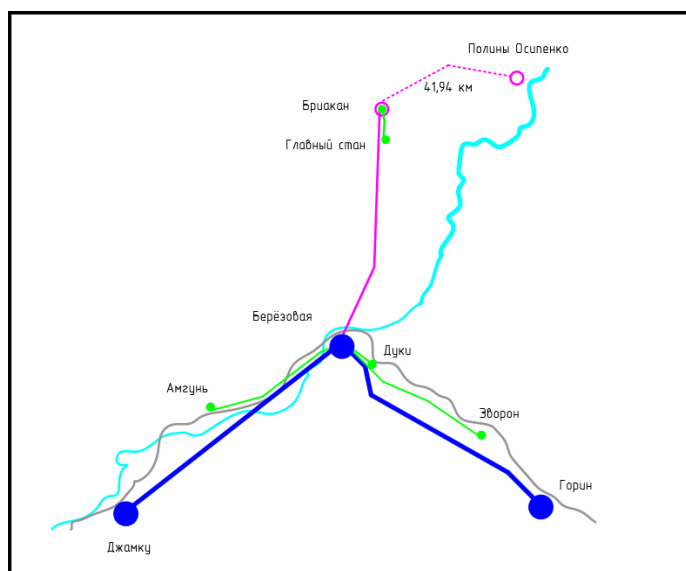


Рисунок 6 – Первый вариант электроснабжения ПС Полина Осипенко

Второй вариант подключения села — переход на напряжение 20 кВ и подключение подстанции «Полина Осипенко» по ВЛ 20 кВ идущей от ПС «Берёзовая» (Рисунок 7).

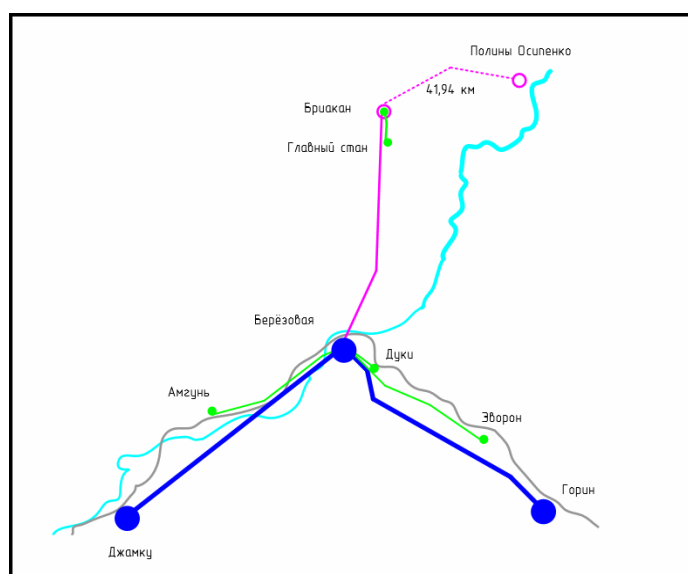


Рисунок 7 – Второй вариант электроснабжения ПС Полина Осипенко

Длина новой линии будет составлять также 41,94 км.

По технико-экономическим показателям наиболее выгодным вариантом является второй, подключение перевод на напряжение 20 кВ, так как строительство и обслуживание объектов с данным классом напряжения обходится дешевле и при этом является надёжным вариантом.

Для электроснабжения объекта, с заявленной мощностью присоединения 3,635 МВт будем планировать строительство подстанции «Полина Осипенко» 20/10 кВ. Так как село является приёмником третьей категории надёжности допускается строительство только одной воздушной линии электропередач.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПС «ПОЛИНА ОСИПЕНКО»

Подстанция «Полина Осипенко» 20/10 кВ является тупиковой одно трансформаторной подстанцией, питающейся от одной воздушных линий 20 кВ. Подстанция предназначена для питания села и района имени Полины Осипенко.

Главной схемой электрических соединений ПС является состав основного электрооборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

В качестве распределительного устройства на стороне высокого напряжения выбираю типовую схему ЗН – Блок (линия-трансформатор) с выключателем и рекомендуется для тупиковых и ответвительных однострансформаторных ПС при необходимости автоматического отключения повреждённого трансформатора от воздушной линии, питающей несколько подстанций в схеме пускового этапа (с переходом при дальнейшем развитии к более сложной схеме). Данная схема удовлетворяет требованиям ПС «Полина Осипенко», обеспечивает надежность, экономичность, простоту и безопасность эксплуатации.

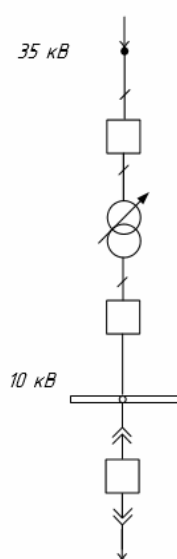


Рисунок 8 – Главная схема подстанции

4.1 Выбор сечений питающей линии ПС «Полина Осипенко»

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Для выбора сечения провода необходимо знать значения активной и реактивной составляющих нагрузок (берём максимальные зимние нагрузки).

Для сети с номинальным напряжением 20 кВ, $\text{tg}(\varphi)$ принимает равным 0,4. И так как мы не знаем данные по реактивной мощности, то потребление ПС «Полина Осипенко» будет рассчитываться как:

$$Q_H = 3,65 \cdot 0,4 = 1,46 \text{ Мвар}$$

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производим по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Далее возникает необходимость найти максимальный ток в ВЛ:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (1)$$

где P_M , Q_H – потоки активной и реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{3,65^2 + 1,46^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 20} = 0,154 \text{ кА}$$

Определяю расчетный ток на участках линий

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (2)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$$\alpha_i = 1,05;$$

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_t = 1.$$

В итоге I_p получается следующим:

$$I_p = 0,154 \cdot 1 \cdot 1,05 = 0,162 \text{ кА}$$

Так как район по гололёду I/II, то выбираем самонесущий изолированный провод марки СИП-3 1*50 для питания подстанции Полина Осипенко. Одноцепная линия с деревянной опорой опорой.

Определив максимальные и расчетные токи в зависимости от района строительства ВЛ, напряжения линии, материала опор, района по гололёду, числа цепей, определяем сечение проводов.

Провод сечения СИП-3 1*50 подходит для подключения подстанции.

Допустимый длительный ток СИП-3 1*50 $I_{\text{доп}} = 195 \text{ А}$

4.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор номинальной мощности силового трансформатора на ПС Полина Осипенко производится по активной и реактивной мощностям нагрузки в зимний период года.

Расчитываем S_p :

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_H^2}}{1 \cdot K_3} \quad (3)$$

где P_{cp} – активной мощности (средняя), МВт;

Q_H – реактивная мощность (некомпенсированная), Мвар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для потребителя III категории 0,9-0,95).

$$S_P = \frac{\sqrt{3,65^2 + 1,46^2}}{1 \cdot 0,95} = 5,609 \text{ МВА}$$

Мощность трансформатора выбирается из справочных данных по нормальному ряду выпускаемых силовых трансформаторов. Значение должно быть больше расчётного, иначе трансформатор не сможет выдержать необходимую нагрузку. Для подстанции «Полина Осипенко» выбираем один трёхфазный двухобмоточных трансформатора ТСЛ-6300/20 кВ с устройством РПН.

Для понижения до 20 кВ на ПС «Бриакан» ставим один двухобмоточный трёхфазный трансформатор марки ТМ-6300/35/20.

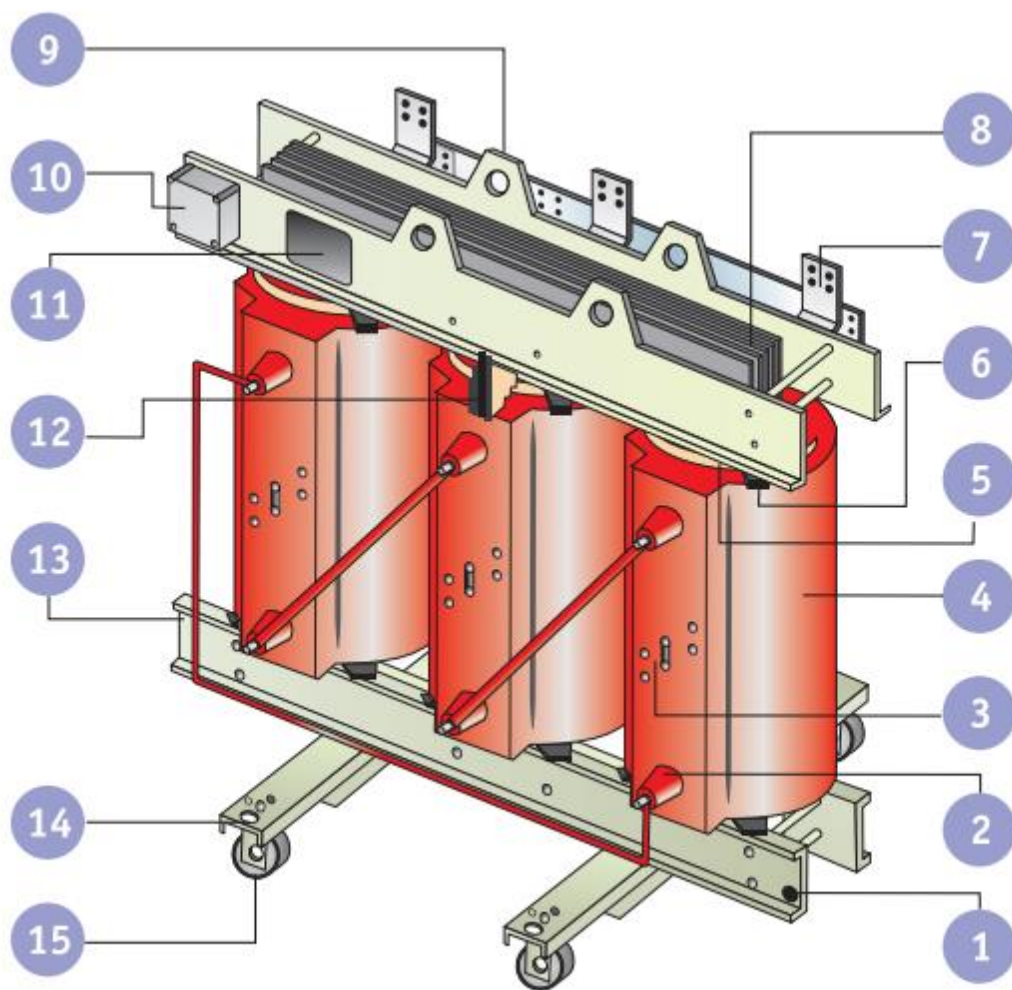


Рисунок 9 – Внешний вид трансформатора ТСЛ-6300/20 кВ

Болт заземления (1), выводы обмоток высшего напряжения (2), выводы ответвлений обмоток (3), обмотка ВН (4), обмотка НН (5), элементы крепления обмоток (6), выводы обмоток НН (7), магнитопровод (8), проушины для подъёма (9), коробка выводов термодатчиков (10), паспортная табличка (11), термодатчик обмотки (13), балки ярма (13), проушины для перекатывания (14), транспортные колёса (15).

Выбранный трансформатор проверяю по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{S_P}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} \quad (4)$$

При работе одного трансформатора

$$K_3 = \frac{5,609}{1,6,3} = 0,9$$

Трансформатор выбран верно, так как коэффициент загрузки находится в нужном диапазоне.

Таблица 13 – Каталожные данные трансформатора

ТСЛ-6300/20 кВ с РПН	Напряжение короткого замыкания, %	Напряжение обмоток, кВ
1	2	3
Обмотка ВН	7,5	20
Обмотка НН		10

Регулирование вторичного напряжения трансформатора может осуществляться путем переключения ответвлений обмотки высшего напряжения без возбуждения (ПБВ) или устройством регулирования под нагрузкой (РПН).

При переключении без возбуждения выводы ответвлений расположены на боковой поверхности обмоток высшего напряжения каждой из фаз. Изменение напряжения с шагом 2,5%.

Таблица 14 – Регулирование напряжения

1-2	-5%
2-3	-2,5%
3-4	0
4-5	+2,5%
5-6	+5%

Трансформаторы ТСЛ-6300/20 кВ могут комплектоваться устройствами РПН марки «Vacutap VT» производства фирмы «Maschinenfabrik Reinhausen

GmbH», внешний вид которого представлен на рисунке 9. Устройство крепится на раму трансформатора, и соединяется переключателями с регулировочными отпайками обмоток. Краткий перечень основных технических характеристик РПН приведен в таблице 15.



Рисунок 10 – Внешний вид устройства РПН Vacutap VT

Таблица 15 – Технические характеристики устройства РПН

Характеристики	Значение
Количество фаз	Ручной, моторный
Максимальный сквозной ток	500 А
Ток термической стойкости / время воздействия	5 кА / 3 сек.
Ток электродинамической стойкости	12 кА
Максимальное количество шагов регулирования	9
Максимальное напряжение между переключаемыми отпайками	900 В
Длительность операции переключения	около 5 секунд

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора и проверки параметров электрооборудования на проектируемой подстанции, а также для выбора или проверки автоматики и уставок релейной защиты.

Расчет токов короткого замыкания можно осуществить с помощью ПК Mathcad Prime 5.0.0.0 или с помощью RastrWin3. В данной работе ТКЗ рассчитываются с помощью ПК Mathcad Prime 5.0.0.0 и для решения вопроса выбора и проверки оборудования на подстанции вводим некоторые упрощения. Данные упрощения облегчают расчеты, но увеличивают погрешность вычисления. К ним относятся:

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- считают, что трехфазная система является симметричной;
- фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;
- не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- При вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети.

При данном методе токи короткого замыкания имеют некоторые завышенные значения (погрешность методов не превышает 10 %).

Далее производим расчёт в именованных единицах использованием точного приведения в режиме параллельной работы трансформаторов.

Расчётная схема показана на рисунке 11.

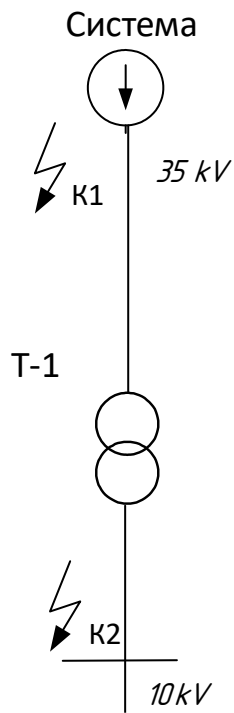


Рисунок 11 – Расчетная схема замещения

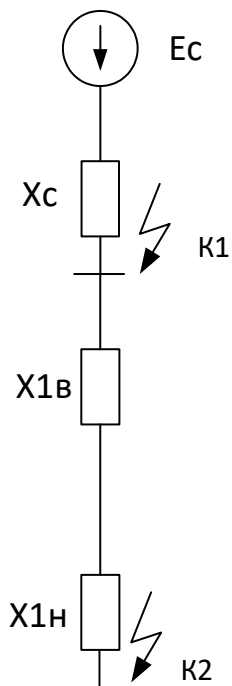


Рисунок 12 – Преобразованная схема замещения

Определяем параметры схем замещения

По формулам (5-6) определяются напряжения короткого замыкания обмоток высшего и низшего напряжения:

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кВН} - u_{кСН}) \quad (5)$$

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (7,5 + 7,5) = 7,5 \text{ кВ}$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) \quad (6)$$

$$U_{кН} = 0,5 \cdot (7,5 + 7,5) = 7,5 \text{ кВ}$$

где $u_{кВ}$ – напряжение короткого замыкания обмотки высшего напряжения трансформатора;

$u_{кВН}$ – напряжение короткого замыкания обмоток высшего – низшего напряжения трансформатора;

$u_{кН}$ – напряжение короткого замыкания обмотки низшего напряжения трансформатора

Используя формулы (7-8) определяем сопротивления обмоток трансформаторов, приведенные к высокой стороне.

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_{В}^2}{S_{Н}} \cdot \left(\frac{U_{В}}{U_{В}} \right)^2 \quad (7)$$

где $U_{В}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения;

$S_{Н}$ – номинальная мощность трансформатора.

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{U_{Н}^2}{S_{Н}} \cdot \left(\frac{U_{В}}{U_{Н}} \right)^2 \quad (8)$$

где $U_{Н}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения;

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{20^2}{6,3} \cdot \left(\frac{20}{20}\right)^2 = 4,762 \text{ Ом}$$

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{11^2}{6,3} \cdot \left(\frac{20}{10}\right)^2 = 4,762 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы в максимальном режиме равняется $X_S=25 \text{ Ом}$

Сопротивление системы бесконечной мощности в минимальном режиме равняется $X_S=32 \text{ Ом}$

А эквивалентные сопротивления схемы замещения относительно точки К2 (шина 10 кВ) определяются по формуле (12-13):

$$X_{K2_{\max}} = X_S + X_B + X_H = 25 + 4,762 + 4,762 = 34,524 \text{ Ом} \quad (9)$$

$$X_{K2_{\min}} = X_S + X_B + X_H = 32 + 4,762 + 4,762 = 41,524 \text{ Ом} \quad (10)$$

Расчет токов короткого замыкания

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, приведенная к ВН определяется по формуле:

$$I_{hoВ} = E_c / X_k, \quad (11)$$

где E_c – ЭДС системы бесконечной мощности;

X_k – эквивалентное сопротивление схемы замещения относительно точки К2, приведенное к высокой стороне.

В точке К1 начальное значение периодической тока короткого замыкания, определяется по формуле (13):

$$I_{ho2_{E.\max}} = 20 / 34,542 = 0,579 \text{ кА}$$

$$I_{ho2_{E.\min}} = 20 / 41,542 = 0,481 \text{ кА}$$

В точке К2 начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, определяется по формуле (14):

$$I_{ho2_{E.\max}} = 20 / 25 = 0,8 \text{ кА}$$
$$I_{ho2_{E.\min}} = 20 / 32 = 0,625 \text{ кА}$$

Изначальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, приведенное к напряжению в искомой точке, определяем по следующей формуле:

$$I_{no} = I_{no_{\text{в}}} \cdot \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{к}}} \quad (12)$$

где $U_{\text{в}}$ – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;

$U_{\text{к}}$ – номинальное напряжение обмотки трансформатора на стороне КЗ.

Изначальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, приведенное к напряжению в искомой точке, определяем по следующей формуле (15):

$$I_{ho1_{\max}} = 0,579 \cdot \frac{20}{7,5} = 1,54 \text{ кА}$$

$$I_{ho2_{\max}} = 0,8 \cdot \frac{20}{7,5} = 2,13 \text{ кА}$$

Изначальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания находится по следующей формуле:

$$I_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (13)$$

В точке К1 начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания, определяется по формуле (16):

$$I_{a01_{\max}} = \sqrt{2} \cdot 2,47 = 3,49 \text{ кА}$$

В точке К2 начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания, определяется по формуле (16):

$$I_{a02_{\max}} = \sqrt{2} \cdot 6,5 = 9,19 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}) \quad (14)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, определяемое по таблице справочника

По формуле (16) определяются ударные токи КЗ

$$i_{\text{уд}1 \max} = \sqrt{2} \cdot 2,29 \cdot (1 + e^{-0,01/0,05}) = 5,89 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}2 \max} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 14,77 \text{ кА}$$

Таблица 16 – Токи короткого замыкания

Точка короткого Замыкания	$I_{\text{но}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}, \text{кА}$	$T_{\text{а}}, \text{с}$
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
К 1 (20кВ)	2,29	5,89	3,49	0,02
К 2 (10 кВ)	6,5	14,77	10,6	0,05

Но напряжение может не отключиться и при наличии защиты, если КЗ случилось в удаленной точке, и из-за большого сопротивления до места КЗ ток недостаточен для срабатывания защиты. Величина ТКЗ может меняться, если к сети электроснабжения присоединяются другие электроприемники в более удаленных местах. В таких случаях снова производится расчет ТКЗ в месте установки новых электроприемников.

ТКЗ производит также электродинамическое действие на аппараты и проводники, когда их детали могут деформироваться под действием механических сил, возникающих при больших токах. Как известно, наряду с сетями с глухозаземленной нейтралью существуют сети с изолированной нейтралью. На практике в большинстве случаев происходят однофазные короткие замыкания. В сетях с изолированной нейтралью при соединении одной фазы с землей режим не является коротким замыканием и бесперебойность электроснабжения не нарушается, но он должен быть отключен, так как соответствует аварийному состоянию. При замыкании одной фазы на землю в данной сети напряжения на двух других фазах повышаются в 1,73 раза, а напряжение на нулевой точке становится равным фазному напряжению относительно земли.

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Основными электрическими оборудованием на трансформаторных ПС являются силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы напряжения и тока, ограничители перенапряжения (ОПН), жёсткие или гибкие шины, разъединители. Выбор оборудования будем производить по номинальным значениям напряжения и максимальному рабочему току, после чего проверим его на термическую и динамическую стойкость.

6.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Устройства комплектные распределительные (КРУ) К-131 «Прогресс» предназначены для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц наибольшим напряжением до 24 кВ. Область применения — на всех видах электростанций, распределительных подстанциях энергосистем, подстанциях промпредприятий, электрификации транспорта и других объектах электроснабжения. Устройство К-131 состоит из отдельных шкафов или состыкованных между собой блоков, которые на объекте собираются в секции распределительного устройства.

Основные преимущества: возможность применения отечественных вакуумных выключателей ВВ/TEL-20/; металлический корпус из оцинкованной стали с разделенными отсеками; в шкафах могут быть установлены ТТ с гибкими выводами вторичных обмоток с необходимой длиной для размещения клеммника с пломбировкой в релейном отсеке в удобном для обслуживания месте; надежная дуговая защита, которая может быть выполнена с помощью микропроцессорных устройств с датчиками на основе волоконной оптики, отличительной особенностью которых является быстрое действие и высокая чувствительность; современные микропроцессорные блоки защит с развитыми интерфейсами связи; активная мнемосхема и индикатор наличия высокого напряжения; работоспособность при сейсмических воздействиях до 9 баллов по шкале MSK-64; степень

защиты не менее IP 40; высокая степень ремонтпригодности; обеспечение безопасности для персонала за счет; изолированных отсеков, позволяющих локализовать дугу в пределах одного отсека; применения надежных быстродействующих систем дуговой защиты с аварийными клапанами сброса давления; наличия винтового механизма перемещения выкатного элемента при закрытой фасадной двери из рабочего положения в контрольное и обратно; наличия механизма аварийного отключения выключателя при закрытой фасадной двери; отдельного привода верхней и нижней шторки шторочного механизма; наличия магистральной шины заземления; наличия набора блокировок, позволяющего предотвратить ошибочные действия персонала при эксплуатации оборудования; в шкафах с выключателями может быть размещен второй выкатной элемент с трансформаторами напряжения для контроля напряжения на вводе; срок службы не менее 30 лет.

Таблица 17 – Основные технические параметры шкафов КРУ серии К-131

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	20
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150
Номинальный ток сборных шин, А	1250; 1600; 2000; 2500; 3150
Номинальный ток отключения выключателей, встроенных в шкаф, кВ	16; 20; 25
Ток термической стойкости, кА	16; 20; 25
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	40; 51; 64

Продолжение таблицы 17

1	2
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного и переменного тока, В	220
Типы применяемых вакуумных выключателей	VD4; SION\$ DD/TEL\$ 3АН4
Вид изоляции	Комбинированная
Уровень обслуживания	Одно-/двухстороннее
Масса шкафа, кг	До 1250

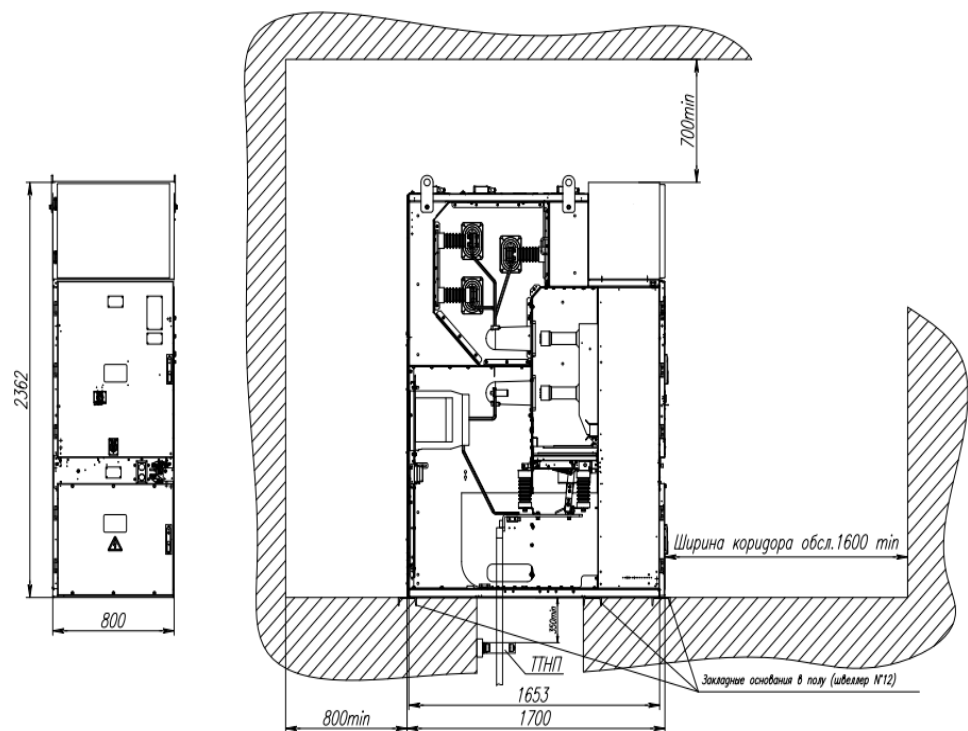


Рисунок 13 – Общий вид и габаритные размеры КРУ К-131 кабельного ввода на номинальные токи до 1600 А

6.2 Выбор выключателей

Самый ответственный аппарат в высоковольтной системе – выключатель, в аварийных ситуациях он всегда должен обеспечивать быстроту и безотказность действия.

Выключатели ВН обязаны быстро действовать в кратчайший отрезок времени, без труда транспортироваться, обеспечить надежное отключение любых токов, отключение любых нагрузок не должно сопровождаться перенапряжениями, опасными для изоляции элемента установки, легкость и простоту в обслуживании, соответствовать требованиям пожаро- и взрывобезопасности, а также быть пригодными для быстродействующего АПВ.

Выбор выключателей производим, используя следующие ограничения:

– по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (15)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

– по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (16)$$

$$I_{p.max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (17)$$

Проверка выключателя осуществляется по его отключающей способности и термической устойчивости.

Выбор и проверка выключателя на стороне 35 кВ

$$I_{p.max} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 181,87 \text{ A}$$

Вычисленные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 6,5^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 9,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Вычисленная термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные выключателя на стороне ВН 35 кВ

Каталожные дан-	Условия выбора	Расчетные данные
1	3	2
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$	$U_p = 20 \text{ кВ}$
$I_n = 630 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$	$I_{p.\text{max}} = 181,87 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$	$I_{\text{уд}} = 14,77 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 9,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$	$I_{\text{но}} = 6,5 \text{ кА}$
$I_{\text{откл}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{но}} = 6,5 \text{ кА}$

По полученным данным выбранный вакуумный выключатель марки VD4-24 (АВВ, Италия) удовлетворяет поставленным требованиям.

Аналогично образом производим выбор выключателя на стороне НН 10 кВ

Выбор и проверка выключателя на стороне 10 кВ

$$I_{p.\text{max}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ А}$$

Вычисленные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 2,29^2 \cdot (0,4 + 0,05) = 2,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Вычисленная термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные выключателя на стороне НН 10 кВ

Каталожные дан-	Условия выбора	Расчетные данные
1	3	2
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$	$U_p = 10 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$	$I_{p.\text{max}} = 363,73 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$	$I_{\text{уд}} = 5,89 \text{ кА}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 1875$	$B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$	$B_k = 2,745 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$	$I_{\text{но}} = 2,29 \text{ кА}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл.ном}}$	$I_{\text{но}} = 2,29 \text{ кА}$

По полученным данным выбранный выключатель марки VF12 – М – 10 – 25 – 1000 УЗ удовлетворяет поставленным требованиям.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей также прост, как и выбор выключателей, проводим аналогичные расчёты, кроме проверки отключающей способности. Так как, разъединители не предназначены для отключения цепей, находящихся под действием тока.

Разъединители представляют собой некий коммутационный аппарат для напряжения сверх 1000 В. Основным назначением разъединителя является создание видимого разрыва и изолирование части системы, электроустановка,

отдельных аппаратов от смежных частей, находящихся под напряжением, для дальнейшего безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжение, длительный ток, стойкость при токах КЗ.

На стороне высшего напряжения выбираем разъединители марки РДЗ.1-35/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Расчёты для I_p и V_k берём те, что приведены в пункте 6.2.

Термическая стойкость выключателя:

Для главных ножей

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для заземлителей

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные разъединителя на стороне ВН 35 кВ

Каталожные данные	Условия выбора	Расчетные данные
1	3	2
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$	$U_P = 20 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$	$I_P = 65,98 \text{ А}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$	$i_{уд} = 14,77 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$V_k = 12,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы 20

1	2	3
Заземляющие ножи		
$I^2_T t_T = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T t_T$	$V_K = 12,4 \text{ кА}^2\text{с}$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Электрическое устройство, предназначенное для уменьшения значений первичного тока до величин, которые были бы приемлемы для релейной защиты и измерительных приборов, а также для отделения цепей измерений и защиты от первичных цепей ВН называется – трансформатор тока.

Увеличение погрешности в трансформаторе тока может быть вызвана недогрузкой первичной обмотки из-за отклонений от рабочего тока уставки.

Трансформатор тока выбирается, как правило с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока принято выбирать по следующим ограничениям:

– по току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{1\text{ном}},$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{1\text{ном}}.$$

где $I_{1\text{ном}}$ – первичный ток (номинальный) трансформатора тока.

– по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

Ток номинальный должен быть как можно ближе к рабочему току установки, об этом говорится выше;

- по классу точности и конструкции;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} \leq k_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (18)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{\partialин},$$

где $k_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу выбора трансформаторов тока.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока вычисляется как устойчивость самих этих шин распределительного устройства, вследствие этого данные трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}, \quad (19)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где k_τ – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (20)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока

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

К установке на ОРУ – 20 кВ подстанции «Полина Осипенко» будет поставлен трансформатор тока ТОЛ-20 УХЛ11

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные ТТ на стороне ВН 20 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 481 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 255 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,533 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

По полученным данным выбранный ТТ удовлетворяет поставленным требованиям.

К установке на КРУ – 10 кВ подстанции «Полина Осипенко» принимается к установке трансформатор тока ТОЛ-10

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные ТТ на стороне ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 692 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,341 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 37,416 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 407,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

По полученным данным выбранный ТТ удовлетворяет поставленным требованиям.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения должен выбираться по следующим требованиям:

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

На сторону высшего напряжения устанавливаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-20. Нагрузка (вторичная) трансформаторов представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Нагрузка (вторичная) трансформатора напряжения

Наименование прибора	Число приборов	Прибор	Число обмоток	sin	$S_{Обм}$, ВА	cos	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	1	Э-335	1	0	2	1	2	0
Вольтметр регистр-й	1	Н-394	1	0	2	1	2	0
Сумма							4	0

$$S_p = \sqrt{P + Q} = \sqrt{3.65^2 + 1.46^2} = 4 \text{ МВА}; \quad (21)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные ТН на стороне ВН 20 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

1	2	3
$U_{HT} = 20 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 15 \text{ ВА}$	$S_P = 4 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

По полученным данным выбранный ТН удовлетворяет поставленным требованиям.

Выберем трансформатор напряжения для измерений и учета на стороне 10 кВ. Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Нагрузка (вторичная) трансформатора напряжения

Прибор	Число приборов	Тип	Число обмоток	$\cos\phi$	$\sin\phi$	S одной обмотки, ВА	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	1	Э-335	1	1	0	2	2	-
Ваттметр	1	Д-355	2	1	0	1,5	3	-
Итого							5	-

Мощность нагрузки вторичных цепей определяется как:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2} = \sqrt{3,65^2 + 1,46^2} = 4 \text{ ВА.} \quad (22)$$

Принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОЛП-10

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные ТН на стороне НН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 4 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} = \frac{5}{0,607^2} = 13,57 \text{ Ом.} \quad (23)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{кон} = 100 - 13,57 - 0,1 = 83,33 \text{ Ом.} \quad (24)$$

Для НН 10 кВ применим кабель с медными жилами, примерная длина составляет 40 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{83,3} = 1,462 \text{ мм}^2. \quad (25)$$

По найденному сечению применим контрольный кабель сечением 2,5 мм². Проверка условия выбора ТН с учетом выбранного сечения:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.} \quad (26)$$

Нагрузка (вторичная) трансформатора напряжения с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{кон}} = 13,57 + 0,28 + 0,1 = 13,95 \text{ Ом.} \quad (27)$$

Нагрузка (вторичная) ТН не превышает допустимой (номинальной) нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; $13,95 \leq 100 \text{ Ом}$, поэтому по полученным данным выбранный ТН удовлетворяет поставленным требованиям.

6.6 Выбор шинных конструкций

В РУ закрытого типа на 6-10 кВ сборные шины и ошиновка выполняется из жёстких алюминиевых шин. При токах, не превышающих 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины (при больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения).

Номинальный ток высшего напряжения:

$$I_{\text{махвн}} = \frac{S_{\text{тр}} + S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = 61 \text{ А;} \quad (28)$$

По данным выбираются алюминиевые шины круглого сечения марки АДО:

$$d = 20 \text{ мм, } S = 314 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 650 \text{ А.}$$

Проверяем по термостойкости исходя из полученных данных.

$$I_{\text{по}} = 2,47 \text{ кА; } T_a = 0,05 \text{ и } i_{\text{уд}} = 6,35 \text{ кА.}$$

Минимальное сечение по условию термостойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \quad (29)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{3,06 \cdot 10^3}}{90} = 19,43 \text{ мм}^2,$$

где $C = 90$ (значение для алюминиевых шин и кабелей);

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S.$$

Определяется длина пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет менее 30 Гц:

$$l_{f01} = \frac{173,2}{30} \cdot \sqrt{\frac{J_1}{q_1}} \quad (30)$$

$$l_{f01} = \frac{173,2}{30} \cdot \sqrt{\frac{0,785}{3,14}} = 1,7 \text{ м},$$

где J_1 – момент инерции шины;

$$J = \frac{\pi \cdot d^4}{64} \quad (31)$$

$$J = \frac{3,14 \cdot 2^4}{64} = 0,785 \text{ см}^4;$$

q_1 – поперечное сечение шины.

Исходя из этого, длина пролета должна быть не менее 1,7 м.

Определим максимальное усилие, приходящееся на один метр длины полученной шины:

$$f_1 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd1}^2}{a_1 \cdot W} \quad (32)$$

$$f_1 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6,35^2}{1,82} = 38,37 \text{ Н/м,}$$

где i_{yd1} – ударный ток на шине;

a_1 – расстояние между фазами.

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{доп}$, для материала шины А1 = 48 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f_1 \cdot l_{пр}^2}{10 \cdot W_{\phi}} \quad (33)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{38,37 \cdot 1,8^2}{10 \cdot 0,785} = 24,52 \text{ МПа,}$$

где $l_{пр}$ – длина пролета между опорными изоляторами;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot d^3}{32} = 0,785 \text{ см}^3. \quad (34)$$

Обращая внимание на то, что напряжение не превышает допустимой нормы $\sigma_{доп} = 41-48$ МПа, делаем вывод, что шины механически надёжны.

6.7 Выбор опорных изоляторов

Для выбора опорных изоляторов необходимо обратиться к напряжению, допустимой механической нагрузке и роду их установки.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетном шинном исполнении будет определяться как расчетная нагрузка шин на один пролет. Согласно ПУЭ (7-е издание) расчетная нагрузка должна быть не более 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и обязана соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}.$$

Для распреустройства 20 кВ выбирается опорные изоляторы ИО-20,3,75УХЛ1 с доп. силой на изгиб:

$$F_{доп} = 3750 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 440$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12,47^2}{1,15} \cdot 1,07 \cdot 1,1 \cdot 10^{-7} = 275,6 \text{ Н};$$

Поправку на высоту прямоугольных шин определяем по формуле 35:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} \quad (35)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{440 + 5 + 25}{440} = 1,07$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$ значит данный изолятор можно принять к установке.

Опорный изолятор ИО-20,3,75 УХЛ1 имеет следующий общий вид, рисунок 14.

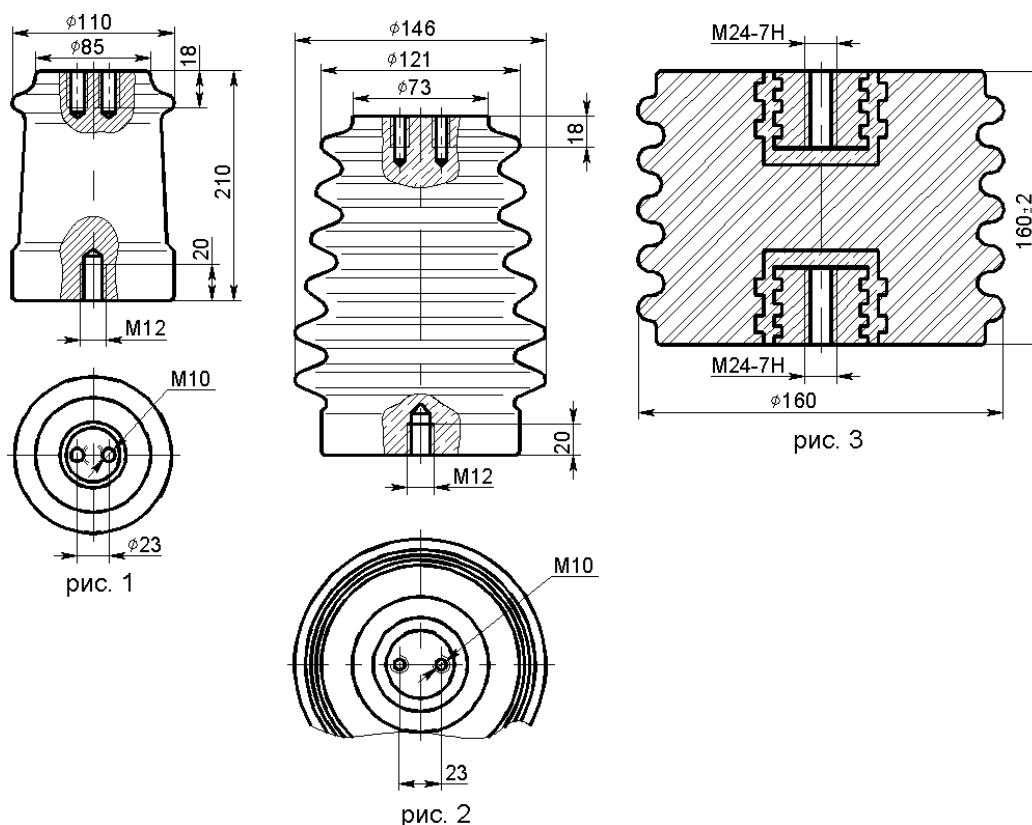


Рисунок 14 – Общий вид опорного изолятора ИО-20,3,75 УХЛ1

По полученным данным выбранный опорный изолятор удовлетворяет поставленным требованиям.

Для КРУ 10 кВ выбирается опорный изолятор ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 215$ мм.

Есть необходимость проверки изолятора на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6,35^2}{1,62} \cdot 1,33 \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 1397,9 \text{ Н};$$

Поправка на высоту прямоугольных шин определяется следующей формулой:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{215+10+60}{440} = 1,33$$

Проверка: $F_{расч.} \leq F_{дон}$

Опорный изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 имеет следующий общий вид, рисунок 15.

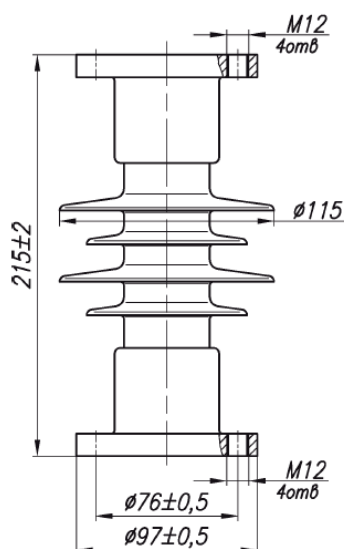


Рисунок 15 – Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1

По полученным данным выбранный опорный изолятор удовлетворяет поставленным требованиям.

6.8 Выбор проходных изоляторов

Опорные изоляторы необходимо выбирать по допустимому току, напряжению, допускаемой механической нагрузке. Для КРУ 10 кВ выбираем проходные изоляторы ИПУ-10-150 с доп. силой на изгиб:

$$F_{оон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб, считается как:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (36)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{25,6^2}{1,62} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 525,5 \text{ Н};$$

Проходного изолятор ИПУ-10-150 имеет следующий общий вид, рисунок 16.

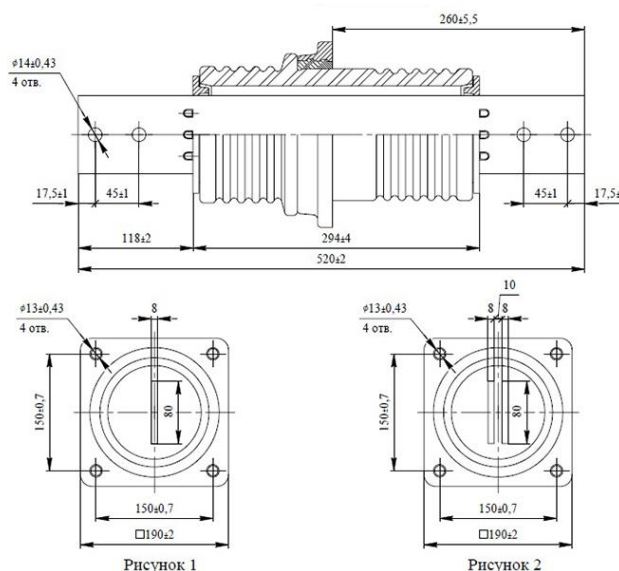


Рисунок 16 – Общий вид проходного изолятора ИПУ-10-150

6.9 Выбор ограничителя перенапряжений

Ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Конструкция ограничителя представляет собой колоноку металло-

оксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Они в свою очередь устанавливаются в полимерные или фарфоровые покрывки.

Для ОПН основными характеристиками являются пропускная способность по току; максимальная амплитуда импульса тока; класс номинального напряжения; наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение.

Выбираю ограничитель перенапряжения марки ОПН-П/ЗЭУ 20/24 УХЛ1 к установке на подстанцию «Полина Осипенко».

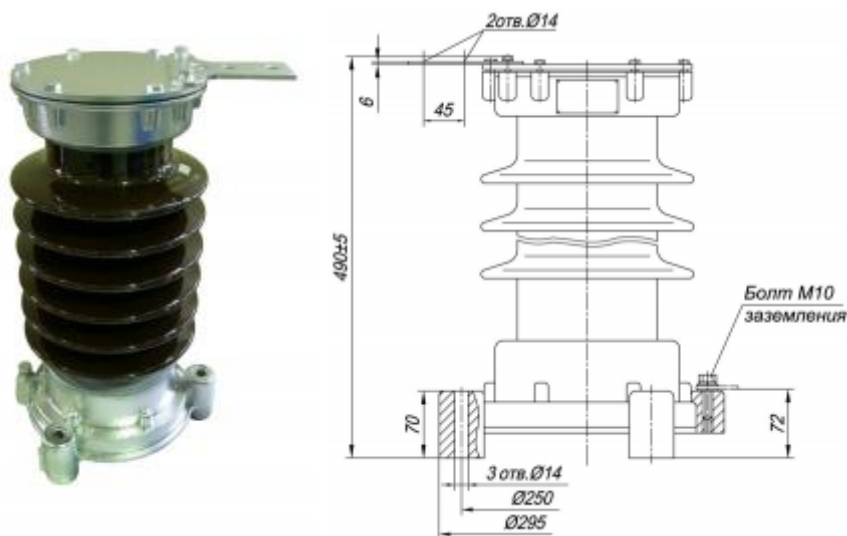


Рисунок 17 – Ограничитель перенапряжения ОПН-П/ЗЭУ 20/24 УХЛ1

Характеристики ограничителя перенапряжения приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Технические характеристики ОПН-20 УХЛ1.

Наименование	Значение
1	2
Тип ограничителя ОПН-20 УХЛ1	20/24

Продолжение таблицы 27

1	2
Класс напряжения сети, кВ	20
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (Унд), кВ	24

Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Классификационный ток, амплитуда, мА	2,0
Классификационное напряжение Укл, действующее значение, не менее, кВ	30,7
Длина пути утечки, мм, не менее	63
Ток взрывобезопасности, кА	40
Ток проводимости $I_{пр}$ при Унд, действующее значение, мА, не более	1,0
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	500
Масса, кг, не более	23,0

Так как трёхфазный двухобмоточный трансформатор марки ТСЛ-6300/20 кВ обладает высокой импульсной прочностью изоляции, то применение ОПН на нём не требуется.

6.10 Выбор и проверка ТСН

Самыми ответственными потребителями собственных нужд ПС – оперативные цепи, телемеханики, система связи, аварийное освещение, система охлаждения трансформаторов, система пожаротушения.

Данных потребителей необходимо подключить к сети напряжением 35 – 10 кВ, так как их потребляемая мощность не высока.

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

Мощность самих же трансформаторов выбирается исходя из нагрузок с загрузки и одновременности, и обязательно отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, как и в период ремонтных работ на ПС.

Ориентировочно можно принять нагрузку с. н. тупиковой понизительной подстанции без выключателей на стороне высокого напряжения 100 – 160 кВА, транзитной подстанции 160 – 250 кВА, узловой 400 – 630 кВА. Мощность трансформаторов с. н. выбирается из условия покрытия всей нагрузки в аварийном и ремонтном режимах одним трансформатором.

Расчетная нагрузка имеет следующий вид:

$$S_{уст} = k_c \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (37)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 160$ кВА – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Исходя из этого:

$$S_{уст} = 0,8 \frac{160}{0,85} = 150,59 \text{ кВА};$$

Принимаем к установке трансформатор марки ТМ – 160/10.

6.11 Выбор и проверка устройства ВЧ обработки линии

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной

обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ – заградителей производится по номинальным и ударным токам.

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}},$$

$$i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_k$$

Для ВЛ 20 кВ к установке принимаю высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5У1.

Высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5У1 имеет следующий общий вид, рисунок 18.



Рисунок 18 – Общий вид ВЗ-400-0,5У1

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

Каталожные и расчетные данные для высокочастотного заградителя на высшем напряжении сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Каталожные и расчетные данные ВЧЗ на ВН.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{p\max} = 263 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 17 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 12,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$

По полученным данным выбранный ВЧЗ удовлетворяет поставленным требованиям и подходит для установки на ПС «Полина Осипенко».

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформатор как электроустановка является очень даже надёжным, так как в нём отсутствуют подвижные части. Но в процессе использования могут возникать возмущения нормальных режимов, что в результате нередко приводит к выводу его из строя. Именно по этой причине трансформаторы оснащаются устройствами релейной защиты.

Вероятность возникновения межфазных КЗ и замыканий на землю существует на его ошиновке, кабелях и вводах. А в его обмотках возникает замыкание между обмотками разного номинала напряжений и в результате этого появляется межфазное и межвитковое КЗ.

Помимо этого, в трансформаторе может произойти перегрузка, повышение температуры, понижение уровня масла, выделение опасных горючих газов, прохождение сверхтоков при повреждении элементов связанной системы.

Поэтому защита трансформатора должна делать следующее:

- полностью отключать трансформатор при его повреждении;
- подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры;
- отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей.

Рассмотрим несколько видов защиты трансформаторов: токовая отсечка мгновенного действия - защищает трансформатор при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Дифференциальная защита - от повреждений обмоток, вводов и шин трансформаторов. Максимальная токовая защита (МТЗ) - защита от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защита от сверхтоков действуют, как правило, с заданной выдержкой времени. Газовая защита - защита при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением

газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая защита (МТЗ) - 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 перегрузки которая действует на сигнал и оповещает дежурный персонал, или же отключающая трансформатор на необслуживаемых ПС.

7.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформатора – универсальная защита трансформатора, также она является наиболее чувствительной, то есть время срабатывания наименьшее. Установка осуществляется на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Её использование является обязательным на трансформаторе мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующих защит. На трансформаторах мощностью от 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является как таковым обязательным.

Увеличение температуры обмоток трансформатора способствует ускорению старения его внутренней изоляции, что сопровождается выделением газа разлагающегося масла и изолирующего материала внутри трансформатора.

Если рассматривать принцип работы, то он будет заключаться в следующем: первая ступень защиты подаёт предупреждающий сигнал при медленном газообразовании; вторая ступень отключает сам трансформатор если обнаруживается повышенное газообразование или понижение уровня масла (может срабатывать, минуя первую)

Особенность защиты заключается в том, что она способна обнаруживать внутренние повреждения, такие как «пожар в стали», КЗ между обмоток, проблемы с РПН.

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Если говорить о быстродействующих защитах трансформатора, то первым делом речь заходит о дифференциальной защите, так как она является основной. Устанавливается на трансформаторах, работающих в одиночку с номинальной установленной мощностью 6300 МВА и далее; на трансформаторах работающих в параллель с номинальной установленной мощностью 4000 МВА и далее; на трансформаторах с номинальной установленной мощностью 1000 МВА и далее, в том случае если токовая отсечка не способна обеспечить нужной чувствительностью, а МТЗ имеет выдержку более 1 секунды

Эта защита работает быстро и селективно, то есть избирательно, отключая повреждённую электроустановку и сохраняя в работе другое оборудование.

Если выдержка времени не была задана, то дифференциальная защита отключает только трансформатор повреждённый.

Место установки: установка трансформаторов тока на со всех сторон его обмоток, а вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему, от чего и пошло название, и еще параллельно подключается реле тока

Принцип действия состоит в следующем: коэффициент трансформации на защищаемом трансформаторе принимается $k_T=1$, одинаковое соединение обмоток и одинаковые ТТ с обеих сторон.

7.4 Расчет основных защит трансформатора

Первичный ток на обеих сторонах трансформатора соответствует его проходной мощности, расчёт:

На стороне высшего напряжения:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (38)$$

$$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 181,87 \text{ A}$$

На стороне низшего напряжения:

$$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ A}$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока находится по формулам:

На стороне высшего напряжения:

$$K_T = 200 / 5$$

На стороне низшего напряжения:

$$K_T = 40 / 5$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствует проходной мощности трансформатора:

На стороне высшего напряжения:

$$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \tag{39}$$

$$I_{ном,В} = \frac{32,99 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 1,43 \text{ A}$$

На стороне низшего напряжения:

$$I_{ном,В} = \frac{115,47 \cdot \sqrt{3}}{20 / 5} = 50 \text{ A}$$

Расчет максимальной токовой защиты, используются следующие формулы:

Расчёт рабочего максимального тока.

На стороне высшего напряжения:

$$I_{p.max} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (40)$$

$$I_{p.max} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 181,87 \text{ A}$$

На стороне низшего напряжения:

$$I_{p.max} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты находится по формуле:

$$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап}}{K_B} \cdot I_{p.max} \quad (41)$$

На стороне высшего напряжения:

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 65,98 = 186,3 \text{ A}$$

На стороне низшего напряжения:

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 230,94 = 652,07 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности находится по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (42)$$

На стороне высшего напряжения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{24 * \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{186,3} = 0,107$$

На стороне низшего напряжения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{24 * \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{652,07} = 0,032$$

Расчет защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты находится по формуле:

$$I_{\text{СЗ.П}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (43)$$

На стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{СЗ.П}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 69,98 = 86,45 \text{ A}$$

На стороне низшего напряжения:

$$I_{\text{сз.л}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 230,94 = 285,28 \text{ A}$$

Вторичный ток защиты находится по формуле:

$$I_{\text{втор.л}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{сз.л}}}{n_{\text{T}}} \quad (44)$$

На стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{втор.л}} = 1,732 \cdot \frac{86,45}{200 / 5} = 3,74 \text{ A}$$

На стороне низшего напряжения:

$$I_{\text{втор.л}} = 1,732 \cdot \frac{285,28}{20 / 5} = 123,5 \text{ A}$$

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например и начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора и т. п. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

8 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

8.1 Общие положения

Выполнение распределительных устройств электрических станций и подстанций на открытом воздухе получило название открытое распределительное устройство, оно же ОРУ.

Во время гроз существует вероятность появления на ОРУ сверхвысоких напряжений и внутренних перенапряжений во время их работы.

Основной причиной грозových перенапряжений является удар молнии в электроустановку или вблизи нее в землю, так называемое индуктированные перенапряжения. Молния в электрическом контексте выступает в роли сильного источника тока. Так как значения токов молний подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения в свою очередь являются статистическими величинами.

Источниками внутренних перенапряжений выступает электродвижущая сила генераторов, а причинами нормальные или аварийные переключения на ПС, сопровождающиеся колебательными процессами в системе или явлениями резонанса. И в свою очередь от параметров электроустановок зависит уровень внутренних перенапряжений.

На открытых распределительных устройствах как средство защиты от молний применяется стержневой молниеотвод.

Молниеприёмники необходимо заземлять с учётом характера импульсного сопротивления заземлителя. Заземляют путем присоединения заземлителя к заземлителю подстанции. Заземление подстанции построено в виде сетки и состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные.

Для обеспечения безопасной работы персонала на ОРУ должны соблюдаться установленные нормами расстояния по земле и воздуху от крайних точек молниеотвода до части распределительного устройства.

8.2 Расчёт заземлителя

Ниже представлен порядок расчёта заземлителей подстанции.

Для того чтобы при прикосновении человека к оборудованию он находился за пределами заземлителя контур сетки располагается с выходом за границы оборудования по 2 метра.

Площадь подстанции под заземлитель находится по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 1,8) = (30 + 2 \cdot 1,8) \cdot (30 + 2 \cdot 1,8) = 1129 \text{ м}^2 \quad (45)$$

Диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром принимаем равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Проверяем выбранный проводник по следующим условиям.

Проверка сечения по условиям механической прочности находится по формуле:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2; \quad (46)$$

Проверка на термическую стойкость производится по формуле:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 207,02 \text{ мм}^2, \quad (47)$$

где $T = t_{0I} = 0,2$ с – время срабатывания релейной защиты при его отключении;

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость производится по формуле:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2 \quad (48)$$

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

где $T = 240$ месяцев, время использования заземлителя за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников необходимо соответствовать требованиям:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \quad \text{мм}^2; \quad (49)$$

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

Если выполняется следующее условие, то:

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

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 213,42 \quad \text{мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 213,42 \quad \text{мм}^2, \text{ то принимаю } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 5 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке находится по формуле:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 1129}{9} = 451 \text{ м}; \quad (50)$$

Производим уточнение длины горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек находится по формуле:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{451}{2 \cdot \sqrt{1129}} - 1 = 5,7; \quad (51)$$

Принимаю: $m = 6$.

Длина стороны ячейки находится по формуле:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6 \text{ м}; \quad (52)$$

При этом должно выполняться следующее требование:

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

$$1,25 \leq 5,65 \leq 40$$

Исходя из расчётов величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели находится по формуле:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1129} \cdot (6 + 1) = 470 \text{ м} \quad (53)$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю: $l_B = 3 \text{ м}$ – длина вертикального электрода;

$a = (0,25 - 8)l_B = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными элект-

тродами.

Тогда количество вертикальных электродов находится по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1129}}{24} = 5,6 \quad (54)$$

Принимаем: $n_B = 7$.

И стационарное сопротивление заземлителя находится по формуле:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (55)$$

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

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли находится по формуле:

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

$$h_3 = 0 \div 3 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта находится по формуле:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (56)$$

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

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (57)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (58)$$

Основываясь на том, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k находится следующей по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{3} \right) = 0,17$$

Теперь определяю:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,17} = 31,5 \text{ Ом/м}$$

Вычисляю расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя по формуле:

$$R = 31,5 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{1129}} + \frac{1}{470 + 7 \cdot 3} \right) = 0,43 \text{ Ом}$$

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

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{3}{\sqrt{1129}} = 0,089$$

Принимаю: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент находится по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (59)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1129}}{(31,5 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,1;$$

Импульсное сопротивление заземлителя находится по формуле:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,43 \cdot 1,1 = 0,47 \quad (60)$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

В соответствии с ПУЭ п.1.7.96, 1.7.97 и 1.7.104 для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (35-10 кВ) сопротивление ЗУ не должно превышать 4 Ом. В соответствии с ПУЭ п. 1.7.101 сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока

Комплекс мероприятий по обеспечению необходимых требований к заземляющему устройству представлен следующими решениями: установка двух вертикальных электродов длиной 10,5 м и одного вертикального электрода длиной 9 м, объединенных горизонтальным электродом из коррозионностойкой полосы стальной омедненной сечением 30х4 мм. Глубина заложения полосы 0,5 м; до стены здания прокладывается горизонтальный заземлитель длиной 3 метра (полоса омедненная сечением 30х4 мм).

Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \ln \frac{2L_{\text{гор}}^2}{bh} \quad (61)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

b – ширина полосы горизонтального электрода, м;

h – глубина заложения горизонтальной сетки, м;

$L_{гор}$ – длина горизонтального электрода, м.

Сопротивление вертикального электрода:

$$R_{верт} = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \left(\ln \frac{2L}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4T + L}{4T - L} \right) \quad (62)$$

где $\rho_{э\text{кв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина вертикального электрода, м;

d – диаметр вертикального электрода, м;

T – заглубление - расстояние от поверхности земли до заземлителя, м;

$$T = \frac{L}{2} + t \quad (63)$$

где t – заглубление верха электрода, м

Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з\text{у}} = \frac{1}{k_{исп.з\text{р}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{R_i}} \quad (64)$$

где n – количество комплектов;

$k_{исп}$ – коэффициент использования;

$$R_{з\text{оп}} = \frac{31,5}{2\pi \cdot 29} \cdot \ln \frac{2 \cdot 29^2}{0,03 \cdot 0,5} = 6,38 \text{ , Ом}$$

$$R_{верм1} = \frac{31,5}{2\pi \cdot 10,5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 10,5}{0,014} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 5,75 + 10,5}{4 \cdot 5,75 - 10,5} \right) = 11,83, \text{ Ом}$$

$$R_{верм2} = \frac{31,5}{2\pi \cdot 9} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 9}{0,014} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,5 + 9}{4 \cdot 3,5 - 9} \right) = 13,51, \text{ Ом}$$

$$R_{зв} = \frac{1}{k_{исп.зр} \left(\frac{n_{зоп}}{R_{зоп}} + \frac{n_{верм1}}{R_{верм1}} + \frac{n_{верм2}}{R_{верм2}} \right)} = \frac{1}{0,635 \left(\frac{1}{6,38} + \frac{2}{11,83} + \frac{1}{13,51} \right)} = 3,94, \text{ Ом}$$

Расчётное сопротивление заземляющего устройства составляет 3,68 Ом.

Для проведения заземления используем следующие материалы: ZANDZ комплект заземления универсальный (30 метров), GALMAR полоса омеднённая (30*4 мм / S 120 мм²; бухта 20 метров)

8.3 Анализ грозоупорности

Любая электроустановка, используемая для генерации, передачи или распределения электрической энергии, должна иметь изоляцию по своему классу номинального напряжения.

Рабочее напряжение может изменяться в допустимых пределах, но его превышение сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения в свою очередь делят внутренние (короткое замыкание) и внешние (грозовые).

Плотность ударов молнии в землю выраженое через число поражений 1 км² земной поверхности за год, находится по данным измерений метеорологических станций в месте расположения объекта и для проектируемого региона принимается равным 0,067 удара за грозовой час. Число ударов молнии за 100 грозочасов в сооружение размерами А×В×Н рассчитывается по формуле

$$n = 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} \quad (65)$$

$$n = 6.7 \cdot (30 + 7 \cdot 11) \cdot (30 + 7 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,0767$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов молнии в зону защиты находится по формуле:

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_z}{100} \quad (66)$$

где $P_{np} = 0,005$ – вероятность прорыва молнии для зоны А в зону защиты молниеотводов из;

$D_z = 50$ – число грозových часов в году;

$P_{пер}$ – вероятность перерыва изоляции ОРУ;

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot I_{np.пер}}; \quad (67)$$

где $I_{np.пер}$ – критический ток перекрытия изоляции;

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z},$$

где $U_{50\%} = 1250 \text{ кВ}$ – пятидесяти процентное разрядное напряжение гирлянды изоляторов с защитной арматурой при грозových импульсах;

$z = 470 \text{ Ом}$ – волновое сопротивление провода с учетом короны.

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot 1080}{470} = 4,595 \text{ Ом},$$

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot 4,595} = 0,832 \text{ кА},$$

$$\beta_1 = 0,0767 \cdot 0,005 \cdot 0,832 \cdot \frac{50}{100} = 0,159 \cdot 10^{-3},$$

Число обратных перенапряжений изоляции при ударе в молниеотвод защиты находится по формуле:

$$\beta_2 = n \cdot P_{np} \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (68)$$

где $P_{обр}$ – вероятность обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотвод.

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot I_{пер}},$$

здесь $I_{пер}$ – критический ток обратных перенапряжений изоляции защиты и находится по формуле:.

$$I_{пер} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u} \quad (69)$$

где L – высота подвеса линейной изоляции.

$$I_{пер} = \frac{1080 - 50 \cdot 16,5}{0,24} = 1,06 \text{ кА},$$

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot 1,06} = 0,95;$$

$$\beta_2 = 0,0767 \cdot 0,005 \cdot 0,95 \cdot \frac{50}{100} = 0,18 \cdot 10^{-3},$$

Возможность обратных перекрытий изоляции в следствие набегания на нее опасных импульсов грозových перенапряжений за год защиты находится по формуле:

$$\beta_3 = 4 \cdot h_{mp} \cdot \left\{ P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot \left(\frac{4 \cdot h_{on}}{L_{zn}} \cdot P_{on} \cdot \eta_1 + \right. \right. \quad (70)$$

$$\left. \left. + (1 - \frac{4 \cdot h_{on}}{L_{zn}}) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2 \right) \right\} \cdot \frac{D_z}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{on}}{100},$$

где m – число отходящих линий;

P_α – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту;

h_{on} – высота опоры;

$\eta_1 = 0,7$ – вероятность образования устойчивой дуги при пробое воздушной изоляции;

P_{on} – вероятность перекрытия изоляции опоры;

L_{zn} – длина защищаемого подхода;

h_{mp} – высота подвеса троса;

P_{mp} – вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете.

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{on}}}{90} - 4 \quad (71)$$

где $\alpha = 20^\circ$ – угол защиты.

$$\ln P_\alpha = \frac{20 \cdot \sqrt{22,5}}{90} - 4 = -2,9$$

$$P_\alpha = 10^{-2,9} = 1,25 \cdot 10^{-3}$$

$I_{np.on}$ – критический ток при ударе в вершину опоры.

$$I_{np.on} = \frac{U_{50\%}^+}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (72)$$

$$I_{np.on} = \frac{1045}{0,24 + 0,3 \cdot 22,5} = 149,5 A$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 149,5} = 2,5 \cdot 10^{-3}$$

$$\begin{aligned} \beta_3 = & 4 \cdot 22,5 \cdot \{1,25 \cdot 10^{-3} + (1 - 1,25 \cdot 10^{-3}) \cdot (\frac{4 \cdot 22,5}{2000} \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7 + \\ & + (1 - \frac{4 \cdot 22,5}{2000}) \cdot 0,0068 \cdot 0,38)\} \cdot \frac{50}{100} \cdot \frac{8 \cdot 5}{100} = 0,05 \end{aligned}$$

Одним из основного показателем грозоупорности ПС служит количество лет безаварийной работы, которое находится по формуле:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = \frac{1}{0,159 \cdot 10^{-3} + 0,18 \cdot 10^{-3} + 0,05} = 20 \text{ лет.} \quad (73)$$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

К работе на подстанции «Полина Осипенко» 20/10 кВ или распределительному напряжением выше 1 кВ допускаются лица, достигшие совершеннолетнего возраста с третьей и более группой допуска. Нахождение на подстанции подразумевает, что лицо имеет удостоверение и пройденную двухнедельную стажировку по безопасным методам ведения работ. Вдобавок каждому специалисту перед работой доводится инструкция, в которой содержится

исчерпывающая информация по технике безопасности и охране труда, а также способы оказания первой немедицинской помощи и виды необходимой рабочей одежды.

Высокое напряжение – первоочередная опасность для рабочего персонала, находящегося на территории ПС (напряжение, пройденное через тело человека с большей долей вероятности, приводит к летальному исходу). Исходя из этого в целях поддержания значимости данного факта до персонала перед выполнением работ доводится о персональной ответственности и последствиях несоблюдения правил ТБ. Также, помимо опасности поражения высоким напряжением имеет место быть понятие «шаговое напряжение». Напряжение, растекающееся в зоне замыкания токоведущих частей на землю; вероятность наличия опасного значения напряжения на корпусах оборудования после его повреждения; уровень шума превышающий допустимый; недостаточность освещения на рабочем месте при работе в сумерках и ночном времени, а также при отсутствии напряжения на ПС; загазованность воздуха; температура в пределах рабочей зоны.

Нахождения рабочего персонала на любом типе подстанций подразумевает владение чистой спецодежды.

Перед выходом на рабочий участок проводится обязательная проверка всех имеющихся защитных средств, вспомогательных приборов и инструмента.

В целях защиты от воздействий опасных и вредных производственных факторов должны применяться средства индивидуальной защиты и спецодежда согласно существующих норм.

В целях защиты человека от прохождения через его тело тока применяются электрозщитные средства: боты, галоши, ковры, диэлектрические перчатки, подставки, переносные и стационарные заземляющие устройства, указатели напряжения, изолирующие штанги и клещи, инструмент с изолирующими рукоятками, плакаты и знаки безопасности, оградительные устройства.

Работа со столбовыми и мачтовыми трансформаторными подстанциями, подключёнными к питающей линии с напряжением более 1000 В, допускается лишь при возможности организовать размещение специалиста на специальной площадке. Данная площадка должна оборудоваться так, чтобы расстояние до токоведущих элементов ТП было достаточными для безопасной работы. При невозможности обеспечить необходимые условия, обслуживающие подстанцию мастера обязаны её отключить и заземлить все токоведущие элементы.

Для выполнения оперативных переключений разъединителей, выключателей и отделителей напряжений выше 1 кВ в электроустановках существует необходимость применения изолирующих оперативных штангов. Если происходит установка переносного заземления на токоведущие части следует применить штанги переносных заземлений.

При выполнении работ в электроустановках для защиты (индивидуальной) тела работника от механических повреждений, агрессивных жидкостей, поражения при прикосновении с токоведущими частями обязательно ношение защитной каски.

Для защиты (индивидуальной) глаз от вредных и опасных производственных факторов таких как: электрическая дуга, ультрафиолетовое и инфракрасное излучения, брызг щелочи, расплавленная мастики и прочее необходимо применять защитные очки открытого типа с непрямой вентиляцией.

Для обеспечения безопасности работ по обслуживанию действующих электроустановок ПУЭ, ПТЭ и ПТБ предусматривают применение защитных мер. В соответствии с Правилами устройства электроустановок на подстанции «Полина Осипенко» было применено защитное заземление.

9.2 Экологичность

Шум – беспорядочное смешение звуков различной частоты и силы воздействия. Принятая единица измерения шума – децибелы (дБ) и для человека, живущего в условиях постоянного шума, подобные звуки могут поспособствовать состоянию монотонии, невозможности сосредоточенной работы, тяги ко

сну, необходимость привыкания к тишине, в худших случаях к раздражению и депрессии.

На территории строящейся подстанции «Полина Осипенко» будет установлен 1 трансформатор типа ТСЛ-6300/20 кВ, трансформатор трехфазный с естественной циркуляцией воздуха и масла, мощность 6,3 МВА, класс напряжения 20 кВ.

В целях защиты населения от шума трансформаторов существуют санитарно-гигиенические нормы, в которых прописаны требования по допустимым уровням шума и в следствии с этим выполнение шумоподавления установки.

На территориях, прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, библиотек, домов отдыха, школ и других учебных заведений:

$$L_{\text{амах}} = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_{\text{амах}} = 45 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

При строительстве подстанции будем применять защиту от шума расстоянием, трансформатор расположен на открытой местности.

Для этого необходимо обратиться к ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» и берём оттуда шумовые характеристики источника шума. В стандарте приведены скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения.

Для трансформатора типа ТСЛ уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$):

$$L_{\text{РА}} = 75 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилых зон.

Как известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, значит можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый этим источником будет равным L_A (рисунок 19).

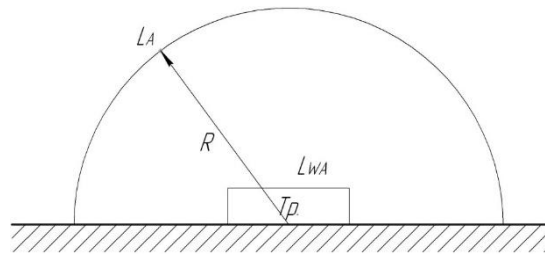


Рисунок 19 – Излучение шума трансформатором.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников шума на ПС «Полина Осипенко» до границы жилых зон, необходимо применить формулу.

$$L_{WA\Sigma} = 10l g 10^{0.1 \cdot L_{PA}} \quad (74)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10l g 10^{0.1 \cdot 75} = 75 \text{ дБА}$$

На границе жилой застройки уровень шума должен быть равен допустимому уровню звука $L_a = ДУ_{La}$

Минимальное расстояние от источника шума на ПС до границы прилегающей территории будет равным

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (L_{WA\Sigma} - ДУ_{La})}}{2 \cdot \pi}} \quad (75)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \cdot (75 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 12,82 \text{ м}$$

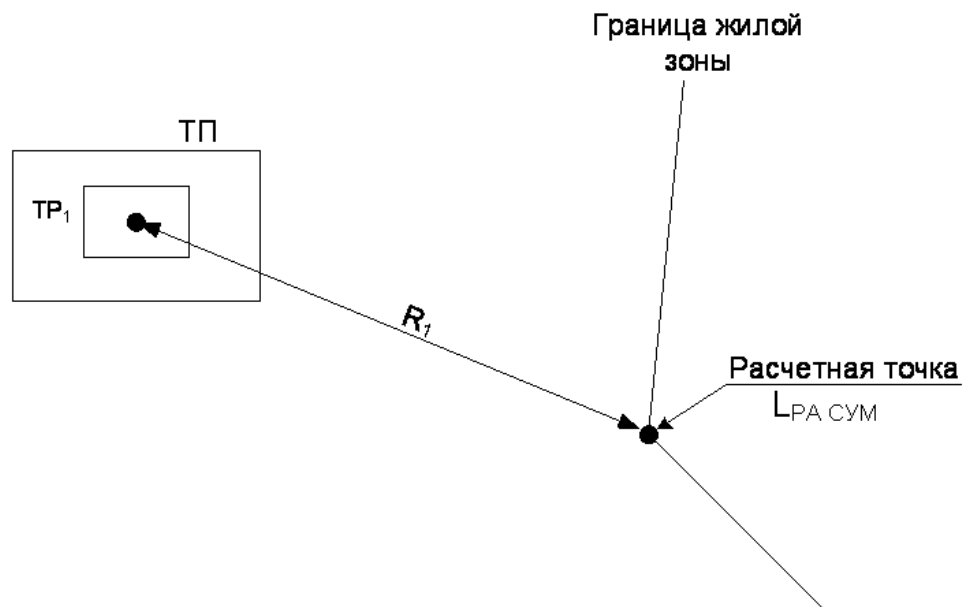


Рисунок 20 – Расстояние от подстанции до территории жилой застройки

При строительстве ПС «Полина Осипенко» реализуем принцип «защиты расстоянием», то есть расстояние свыше 12,82 м (R_{\min}) будет обеспечивать соблюдение санитарно – защитных норм по шуму на прилегающей к подстанции территории.

9.3 Чрезвычайные ситуации на подстанции

Важнейшей обязанностью работников при эксплуатации подстанции «Полина Осипенко» – обеспечение надежной работы электрооборудования и бесперебойность электроснабжения потребителей. Во все случаях нарушений нормальных режимов работы ПС (ошибочные действия персонала, автоматические отключения оборудования при КЗ, кратковременные и долговременные перерывы в электроснабжении потребителей и прочее) рассматриваем как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий, к которым они привели.

Одной из наиболее опасных чрезвычайных ситуаций, которая может произойти в системе электроснабжения является пожар на трансформаторной подстанции.

В случае возникновения пожаров в электроустановках, оказывающихся под напряжением, необходимо руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций" при их тушении.

– При обнаружении возгорания, в первую очередь необходимо немедленно оповестить об этом пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего требуется приступить к тушению пожара всеми возможными средствами.

– Следующим этапом является установление места пожара, вероятные направления его движения, участки электрической схемы, находящиеся в области распространения пожара, работающее оборудование подверженное воздействию пожара. Все эти действия производятся непосредственно старшим по смене или дежурным персоналом.

– После того как будет установлено место возгорания, старшим по смене или дежурным персоналом, незамедлительно контролируется включение самосрабатывающей системы пожаротушения, обеспечиваются условия для сохранности жизни персонала и пожарных подразделений при устранении возгорания (вывод из рабочего состояния всего оборудования, снятие напряжения, слив масла), предпринимаются действия для ликвидации пожара всеми возможными ресурсами, которые имеются на подстанции, назначается лицо, ответственное за встречу пожарных и располагающее информацией о местах расположения путей для подъезда к объекту и источников воды.

– Прежде чем первое пожарное подразделение будет находиться на месте возгорания, главным ответственным лицом по устранению пожара является старший по смене энергопредприятия или руководитель объекта. После прибытия старший командир пожарного подразделения берет на себя управление процессом ликвидации пожара.

– Дежурный персонал имеет право обесточить присоединения, на которых оборудование подвержено воздействию огня, без первоначальной команды отключения вышестоящим лицом, который осуществляет оперативное управление, но с дальнейшим оповещением его о предпринятом отключении.

– Перед началом работы пожарных подразделений, старшим из технического персонала проводится инструктаж и дается задокументированное разрешение на устранение пожара.

– Старшим лицом технического персонала даются указания по выполнению правил техники безопасности и внимательному отношению к возможному возгоранию ближайшего оборудования (требуется слаженность принимаемых действий по рассредоточению сил и средств пожаротушения). Данные указания должны быть учтены пожарными подразделениями при ликвидации возгорания.

– Неприемлемо нахождение личного состава пожарных подразделений на территории токоведущих частей, которые подвержены действию напряжения. Во время пожара также требуется укрепить охранный ресурс и сократить доступ лиц не имеющих права на нахождения на территории объекта.

Ресурсы необходимые для тушения пожара, такие как: пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения, должны находиться на видном месте и быть легкодоступными, а также иметь ярко красный цвет.

ПУЭ (7-е издание) говорит о том, что «Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями».

Также обращаясь к ПУЭ (7-е издание) «При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них».

При возгорании кабелей, проводки и другой аппаратуры (панели) первоочередно необходимо снять с них напряжение и приступить к тушению, не допуская распространение огня на соседние панели. При этом применяются огнетушители следующих видов: углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители.

Запрещается прикасаться к токоведущим частям установок при тушении без снятия с них напряжения.

Перед тем, как приступить к тушению, трансформатор отключается от сети со стороны высокого и низкого напряжений и производится снятие остаточного напряжения. Затем необходимо определить характер повреждения трансформатора, вероятность растекания горячей жидкости в сторону соседних трансформаторов и другого электрооборудования, а также возможности стационарных установок пожаротушения при их наличии. После выполнения вышеперечисленного можно осуществлять подачу огнетушащих веществ на тушение пожара. Если горение масла происходит на крышке трансформатора у проходных изоляторов и бак трансформатора не поврежден, то на тушение подают пожарные стволы с обеспечением требуемой интенсивности 0,2 л/с.

10 ЭКОНОМИКА

Раздел экономика подразумевает расчёт стоимости установки проектируемой подстанции на основании стандарта организации ОАО «ДРСК». Введя некоторое допущение можем приступить к расчёту: капитальные вложения рассчитываем по укрупненным показателям.

Во-первых, определяю капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на 2019 год и берём коэффициент инфляции $K_{инфл} = 4,27$ (данные РОССТАТ за 2018 г.).

Во-вторых, определяю капитальные вложения по подстанциям, при этом нахожу стоимость силовых трансформаторов, постоянную часть затрат, стоимость распределительных устройств высшего и распределительных устройств низшего напряжений. Следующим шагом нахожу суммарные капитальные вложения по предложенному варианту.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из следующего:

- капиталовложения на сооружение ЛЭП, $K_{ВЛ}$.
- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;

$$K = K_{ПС} \cdot K_{зонПС} + K_{ВЛ} \cdot K_{зонВЛ} \quad (76)$$

В капиталовложения на сооружение ПС входят суммы на приобретение трансформаторов, на сооружение ОРУ, а также затраты имеющие постоянный характер, обусловленная вложениями на покупку земли, благоустройство территории и проведение коммуникаций.

Формула расчёта капиталовложения на строительство подстанции:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{КВ}) \cdot K_{ИНФ} + S \cdot K_{ОСВ} \cdot K_{ИНФ}, \quad (77)$$

где K_{TP} – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ЗОН}$ – коэффициент зонирования;

$K_{ИН}$ – коэффициент инфляции;

S – площадь под подстанцию.

Формула расчёта капиталовложения на строительство воздушной линии:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot l + l \cdot S \cdot K_{осв} + K_{прос} \cdot l) \cdot K_{инф} \quad (78)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

S_0 – площадь земли под отвод линии;

$K_{ЗОН}$ – коэффициент зонирования = 1,4.

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}, \quad (79)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления, тыс.руб;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные затраты, тыс.руб;

$I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии, тыс.руб.

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

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{ПС}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{ВЛ}}, \quad (80)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС, тыс.руб;

$K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ, тыс.руб;

T – срок службы соответствующего оборудования, лет.

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ}, \quad (81)$$

где $K_{ПС}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС, тыс.руб;

$K_{ВЛ}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ, тыс.руб;

$\alpha_{ПС}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС, принимается равным 0,037 о.е;

$\alpha_{ВЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ, принимается равным 0,0085 о.е.

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (82)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч;

C_0 – стоимость потерь электроэнергии, принять 2093,6 руб./кВт·ч.

Затраты по первому варианту:

$$K_{ПС} = (5197,501 + 14000 + 4700 + 680) \cdot 4,27 + 900 \cdot 1,3 \cdot 4,27 = 109900 \text{ тыс.}$$

руб

$$K_{BL} = (1608 \cdot 41,94 + 41,94 \cdot 30 \cdot 1,4 + 1 \cdot 41,94) \cdot 4,27 = 295700 \text{ тыс. руб.}$$

$$K = 109900 \cdot 1,4 + 295700 \cdot 1,7 = 656600 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,27$.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{104900}{20} + \frac{138900}{15} = 14510, \text{ тыс. руб.}$$

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = 104900 \cdot 0,037 + 138900 \cdot 0,0085 = 5062, \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = 3,36 \cdot 2,093 = 7,035,$$

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = 14510 + 5062 + 7,035 = 19580, \text{ тыс. руб.}$$

Расчет затрат на строительство ПС «Полина Осипенко»:

$$I_3 = 656600 + 19580 = 676200, \text{ тыс. руб.}$$

Затраты по второму варианту:

$$K_{ПС} = (4667 + 5197,501 + 131,729 + 4700 + 680) \cdot 4,27 + 40 \cdot 1,3 \cdot 4,27 = 66210$$

тыс. руб

$$K_{ВЛ} = (336 \cdot 41,94 + 41,94 \cdot 15 \cdot 1,4 + 1 \cdot 41,94) \cdot 4,27 = 64500 \text{ тыс. руб.}$$

$$K = 66210 \cdot 1,4 + 64500 \cdot 1,7 = 103700 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,27$.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{66210}{20} + \frac{64500}{15} = 7611, \text{ тыс. руб.}$$

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = 66210 \cdot 0,037 + 64500 \cdot 0,0085 = 2998, \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = 4,31 \cdot 2,094 = 9,623, \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = 7611 + 2998 + 9,623 = 10620, \text{ тыс. руб.}$$

Расчёт затрат на строительство ПС «Полина Осипенко»:

$$I_3 = 103700 + 10620 = 114300, \text{ тыс. руб.}$$

Результат вычислений сведен в таблицу 31, результаты расчёта на строительство ПС «Полина Осипенко».

Таблица 29 – Результаты расчёта капиталовложений, издержек и затрат на строительство ПС «Полина Осипенко»

Вариант	ПС «Полина Осипенко»		
	Кап. вложения, тыс. руб.	Издержки, тыс.руб.	Затраты, тыс.руб.
1	2	3	4
Первый	656600	19580	676200
Второй	103700	10620	114300

По итогам экономического сравнения двух вариантов, наиболее экономичным является второй, затраты на него составляют 114300 тыс. рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР было разработка схемы централизованного электроснабжения потребителей муниципального района имени Полины Осипенко Хабаровского Края. К распределительной сети 20 кВ была подключена подстанция 20/10 кВ «Полина Осипенко», питающая район имени Полины Осипенко, выбрана главная схема, а также все необходимое электрическое оборудование. Рассчитаны режимы электрической сети до и после подключения. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты оборудования при чрезвычайных ситуациях; рабочего персонала на подстанции; разобран вопрос пожаробезопасности на подстанции; описаны первичные средства пожаротушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Электроэнергетические системы и сети. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I / А. Л. Мызин – Екатеринбург. : УГТУ-УПИ, 2013. – 97 с.
- 2 Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. / А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 210 с.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 4 Воронина А.А. Безопасность труда в электроустановках: / Н.Ф. Шибенко. Учеб. пособ. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 2015. - 192 с.
- 5 Васильева А. А. Электрическая часть станций и подстанций. : Учебник. М. : Энергоатомиздат, 2015. – 350 с.
- 6 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
- 7 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат, переиздание 2015. – 200 с.
- 8 Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова – М. : 2015. – 648 с.
- 9 Корнилович О.П. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах. - М.: Энергия, переиздание 2015. – 320с.
- 10 Небрат И. Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0.4 кВ. – Учебное пособие. – С.-Петербург. : ПЭИПК, 2012. – 110 с.

- 11 Неклепаева Б. Н. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть I / В. А. Старшинова. М. : Издательство МЭИ, переиздание 2015. – 410 с.
- 12 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 310 с.
- 13 Орлова И.Н. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. / Под общей ред. профессоров МЭИ и др. М. : Энерго, 2014. – 350 с.
- 14 Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М. : ЭНАС, 2012 – 552 с.
- 15 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 90 с.
- 16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 150 с.
- 17 Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. / В. С. Козулин – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 310 с.
- 18 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. / Т.А. Галушко. Учебное пособие. – Благовещенск : изд. АмГУ, 2006. – 160 с.
- 19 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М. : Стройиздат, переиздание 2016. – 190 с.
- 20 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2012. – 240 с.