

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

Факультет Энергетический

Кафедра энергетики

Направление 13.04.02 (140400.68) «Электроэнергетика и электротехника»

Магистерская программа «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н. В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Анализ и разработка развития сетей напряжением 110 кВ Южного
района острова Сахалин

Исполнитель

студент группы

(подпись, дата)

Ю. А. Гопкало

Руководитель

профессор, канд. тех. наук

(подпись, дата)

Ю. В. Мясоедов

Руководитель магистер-
ской программы

(подпись, дата)

Н. В. Савина

Нормоконтроль

(подпись, дата)

Н. Н. Медзяловская

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 100 с., 9 рисунков, 29 таблиц, 31 источник, 2 приложения.

ПОТРЕБИТЕЛИ, ВАРИАНТЫ СЕТИ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, РАЗВИТИЕ, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, РАСЧЁТ РЕЖИМА, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, НАПРЯЖЕНИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, СХЕМА ПОДСТАНЦИИ, ТОКИ КЗ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ОШИНОВКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, ОКУПАЕМОСТЬ.

В диссертации проведен анализ существующей сети Южного района острова Сахалин, на основе которого разработан возможный вариант развития электрической сети 110 кВ. Актуальность работы обусловлена тем, что существующая схема электроснабжения южной части о. Сахалин не обеспечивает требуемой степени надёжности обеспечения потребителей электроэнергией. Целью исследования является создание проекта развития электрической сети, питающей Южный район острова Сахалин, для бесперебойного обеспечения потребителей электрической энергией надлежащего качества. В процессе работы использованы методы расчёта режимов работы замкнутых и разомкнутых электрических сетей, практический метод расчёта токов коротких замыканий и метод оценки экономической эффективности предлагаемого варианта развития с использованием ЧДД. Разработан проект развития сетей 110 кВ для южной части о. Сахалин, выбраны сечения проводов ВЛ и силовые трансформаторы, рассчитаны нормальный и аварийный установившиеся режимы работы сети, выполнено проектирование электрической части подстанции Горнозаводская, рассчитана молниезащита и ОРУ 110 кВ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика объекта исследования	10
2 Разработка концепции развития электрической сети и её технический анализ	13
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети с выбором номинального напряжения	13
2.2 Выбор и проверка сечений проводов	16
2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	20
2.4 Расчёт установившихся режимов	23
3 Вопросы реконструкции и технического перевооружения подстанций	38
3.1 Выбор схем электрических соединений понижающих подстанций	38
3.2 Выбор и проверка электрооборудования и токоведущих частей	40
3.3 Молниезащита	59
3.4 Конструктивные решения	61
3.5 Релейная защиты силового трансформатора	62
4 Планирование предполагаемых инвестиционных вложений и их окупаемость	71
5 Разработка мероприятий для повышения электробезопасности при эксплуатации сети	81
5.1 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ и ответственные за безопасность проведения работ	81
5.2 Защитное заземление подстанции Горнозаводская	85
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А. Расчёт нормального режима	101
Приложение Б. Расчёт послеаварийного режима	109

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормы:

ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок

Правила устройства электроустановок.

РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования

РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

ВЛ – воздушная линия

ВЛЭП – воздушная линия электропередачи

ВН – высокое напряжение

ИП – источник питания

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

НН – низкое напряжение

ПС – подстанция

РПН – переключение регулировочных ответвлений под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ОПН – нелинейный ограничитель перенапряжений

ВВЕДЕНИЕ

В данной диссертации проводится анализ, и разрабатываются вопросы развития электрической сети южного района о. Сахалин для повышения надёжности электроснабжения потребителей в этой части острова.

В настоящее время электроснабжение потребителей юго-западного района о. Сахалин обеспечивается от двух ПС 110 кВ: Невельская и Горнозаводская, которые присоединены к системному центру питания – ПС 220/110/6 кВ Холмская одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ Холмская–Холмск–Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская.

Основной центр питания южной части ЦЭР – ПС Корсаковская присоединена к узловой ПС Южно-Сахалинская одноцепной ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская–Южная–Корсаковская.

Таким образом, существующая схема электроснабжения южной части о. Сахалин не обеспечивает требуемой степени надёжности.

В настоящее время завершается строительство ВЛ 110 кВ Корсаковская–Мицулёвка–Хомутово, с вводом которой будет создана кольцевая схема сети 110 кВ на участке Южно-Сахалинская–Корсаковская–Хомутово–Южная–Южно-Сахалинская, что обеспечит надёжное электроснабжение потребителей южной части ЦЭР.

Кроме того, для повышения надёжности электроснабжения и обеспечения развития южной части ЦЭР с ожидаемым ростом нагрузки реконструируется ПС Корсаковская с переходом на новую схему ОРУ 110 кВ – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» и заменой трансформатора 16 на 40 МВА.

Следовательно, в ближайшее время будет обеспечено надёжное электроснабжение южной части ЦЭР, но при этом в юго-западной части острова не будут решены остальные имеющиеся проблемы, из которых в качестве основных можно выделить следующие:

– механические характеристики ВЛ 110 кВ Холмская–Холмск–Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская не соответствуют фактическим гололёдно-

ветровым нагрузкам о.Сахалин;

– отсутствует схема плавки гололёда, которая требуется для защиты от гололёдообразования ВЛ Холмская–Горнозаводская, что приводит к аварийным ситуациям, которые участились в последние годы особенно на головном участке линии;

– не надёжны схемы ПС Правда и Горнозаводская, так как на них установлено по одному трансформатору, которые присоединены к сетям энергосистемы ответвлением и одноцепной ВЛ соответственно;

– питание потребителей осуществляется по тупиковой, одноцепной ВЛ при отсутствии в центрах питания резервных источников электроэнергии (кроме ПС Невельская и Холмск-Южная) поэтому при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Холмск-Южная–Правда требуется ограничение нагрузки потребителей:

– на 14–18 МВт при условии включения в работу резервной ДЭС в Невельске и без ДЭС соответственно в режиме вечернего зимнего максимума;

– на 19–23 МВт – в режиме зимнего максимума 2020 г. (при условии обновления сети 35 кВ, резервирующей потребителей ПС Холмск-Южная);

– на 18,5–32,5 МВт при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Холмская–Холмск-Южная и отсутствии связи с сетью 35 кВ ПС Холмск-Южная.

Стратегией развития энергосистемы Сахалинской области на период 2007–2015 гг. с перспективой до 2020 года предусматривается сооружение в 2016–2020 гг. ВЛ 110 кВ Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская, с вводом которой будет создана кольцевая схема сети 110 кВ на участке от ПС Корсаковская до ПС Горнозаводская, что обеспечит надёжное электроснабжение потребителей юго-западной части ЦЭР.

Следовательно, тема данной работы – проектирование электропитающей сети южного района о. Сахалин – является актуальной.

Для создания полноценного проекта развития электрической сети необходимо решить следующие задачи:

- 1) провести анализ состояния существующей сети 110 кВ в южной **части**

острова Сахалин;

2) рассмотреть технически осуществимые варианты развития сети, выполнить их анализ, на основе которого выбрать наиболее целесообразный вариант;

3) определить сечение проводов сооружаемой ВЛ 110 кВ Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская и сечение проводов ВЛ реконструируемой ВЛ Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская;

4) провести необходимую реконструкцию подстанций Невельская и Горнозаводская, в том числе изменить главные электрические схемы этих подстанций, проверить число и мощность силовых трансформаторов, выбрать и проверить основное электрооборудования 110 кВ;

5) спроектировать систему защитного заземления ОРУ 110 кВ и систему молниезащиты ПС Горнозаводская;

6) определить необходимые объёмы релейной защиты и автоматики, рассчитать уставки основных защит.

Исходные данные для проектирования: стратегия развития энергосистемы Сахалинской области на период 2007–2015 гг. с перспективой до 2020 года; схема перспективного развития сети 220–35 кВ Южной части ФРС до 2020 года; схема потокораспределения в сети 220–35 кВ Южной части ФРС на зимние контрольные замеры 2014 г.; данные по трансформаторам и ВЛ 35–110 кВ.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В рассматриваемом районе – в юго-западной части о. Сахалин – получили развитие предприятия угледобывающей промышленности (в том числе шахта Горнозаводская), рыбной промышленности, производятся строительные материалы, работает судоремонтный завод. Потребителями электроэнергии также являются коммунально-бытовые и предприятия сферы услуг.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения ПУЭ разделяет все электроприемники на три категории [11].

В юго-западной части о. Сахалин имеются потребители всех трех категорий по требованиям к надёжности электроснабжения в соответствии с классификацией ПУЭ [11], а именно:

- коммунально-бытовая нагрузка, которую можно разделить на две группы – частный сектор (III категория) и коммунально-бытовая с электропищеприготовлением (II категория);
- промышленная нагрузка I категории (угледобыча);
- промышленная нагрузка, относящаяся ко II и III категориям.

Электроснабжение потребителей района обеспечивается от двух подстанций 110 кВ: Невельская и Горнозаводская, которые присоединены к системному центру питания – ПС 220/110/6 кВ Холмская – одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская (78 км) по следующим схемам:

- ПС Холмск-Южная и Невельская – «заход-выход»;
- ПС Правда – ответвлением;
- ПС Горнозаводская – заход одной линии.

Резервирование потребителей обеспечивается только частично (35% нагрузки) на ПС 110/10 кВ Невельская – от резервной дизельной электростанции (ДЭС, $P_{уст}=4$ МВт).

ОАО Сахалинэнерго в 2002 г. выполнен комплекс работ в г. Невельске по вводу в работу из консервации резервной ДЭС мощностью 4 МВт, которая при

отключении единственной ВЛ позволит обеспечить электроснабжение потребителей 1-ой и частично 2-ой категории по надёжности электроснабжения, питающихся от ПС Невельская.

Район прохождения трассы ВЛ – юго-западная часть о. Сахалин подвержен сильным ветрам и интенсивному гололёдообразованию.

Загрузка ВЛ Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская и присоединённых к ней ПС – отчётная (в контрольный день замеров – вечерний максимум 2014 г.) и экономическая – для ВЛ, нормируемая для ПС, а также годы ввода ВЛ и ПС приведены ниже в таблицах 1.1 и 1.2 [17].
Таблица 1 – Протяжённость, марка провода и нагрузка ВЛ 110 кВ Холмская–Горнозаводская по участкам

Наименование участка	Провод	Длина, км	Год ввода	Нагрузка, МВт	
				экономическая	отчётная
1. Холмская–Холмск- Южная	АС–150	3,7	1970	23,8	25
	АС–120	7,0		19	
2. Холмск-Южная– Правда	АС–150	3,7	1970	23,8	18
	АС–185	14,6		29,2	
	АС–120			19	
3. Правда–Невельская	АС–185	7,9	1970	29,2	16
	АС–120	26,8		19	
4. Невельская– Горнозаводская	АС–120	14,1	1973	19	5

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов подстанций Невельская и Горнозаводская

Подстанция	Напряжение, кВ	Год ввода	Мощность, МВА	Нагрузка, МВА нормируемая/отчётная
Невельская	110/10	1970	2×10	14/11,8
Горнозаводская	110/35/10	1975	1×10	10/4,9

Из данных таблиц 1 и 2 видно, что в настоящее время нагрузка ВЛ не превышает экономическую, а ПС – нормируемую.

Срок эксплуатации трансформаторов на подстанциях и ВЛ составляет от 41 до 46 лет, то есть срок эксплуатации и ВЛ и трансформаторов исчерпан.

Максимальная электрическая нагрузка подстанций, Холмск-Южная, Правда, Невельская и Горнозаводская – отчетная и ожидаемая на перспективу (с учётом техусловий, выданных на электроснабжение новых потребителей) приведена в таблице 3 [17].

Таблица 3 – Максимальная электрическая нагрузка подстанций, МВт

Подстанция	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Холмск-Южная	6,5	6,5	9,5
Правда	2,5	2,8	3
Невельская	12	12,5	14
Горнозаводская	5	5,5	5,5

В настоящее время единственным системы источником питания рассматриваемого района является подстанция 220/110/6 кВ Холмская, на которой установлены два автотрансформатора АДЦТН–63000/220/110/10 кВ и один трехобмоточный трансформатор ТДТН–25000/110/35/10 кВ. Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме с одной рабочей несекционированной системой шин, от РУ 110 кВ отходит только одна ВЛ – в направлении Невельска.

Стратегией развития энергосистемы Сахалинской области [17] предусматривается сооружение ВЛ 110 кВ Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская, в этом случае у района появится второй источник питания – подстанция 110/35/10 кВ Корсаковская, имеющая схему «мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» с двумя трансформаторами мощностью 40 МВА.

2 РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ЕЁ ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети с выбором номинального напряжения

Как видно из рисунка 1, существует всего два варианта развития электропитающей сети южной части о. Сахалин: сооружение двухцепной линии Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская (рис. 2) или строительство одноцепной линии Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская (рис. 3).



Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения южной части о. Сахалин

Оба варианта выполняются на напряжении 110 кВ, это обусловлено следующими факторами:

- 1) напряжения на шинах возможных источников питания – подстанций Холмская и Корсаковская – 220/110/35 кВ и 110/35 кВ соответственно;
- 2) напряжение 35 кВ нельзя использовать ни в одном из вариантов, т.к.

предельная длина линий 35 кВ не превышает 60 км [4];

3) для линии Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская возможно использовать два напряжения – 220 и 110 кВ, напряжение 220 кВ использовать нецелесообразно, т.к. в этом случае потребуется полная реконструкция не только подстанций Невельская и Горнозаводская, но и подстанции Правда, связанные с переводом на напряжение 220 кВ, также потребуется реконструкция РУ 220 ПС Холмская; кроме того, строительство линии 220 кВ примерно на 30% выше стоимости линии 110 кВ [15], а стоимость ячейки с выключателем 220 кВ в два раза выше стоимости ячейки 110 кВ [15].



Рисунок 2 – Строительство двухцепной линии Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская

Из двух вариантов более целесообразным является сооружение одноцепной линии Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская по следующим причинам:

1) надежность кольцевой сети значительно выше надежности двухцепной

магистральной линии;

2) стратегией развития энергосистемы Сахалинской области [17] предусматривается строительство подстанции 110/35/6 кВ Анива-2 для обеспечения надёжного питания действующих и новых потребителей ПС, т.к. в Анивском районе предполагается развитие потребителей быта и сферы услуг, предприятий мелкого и среднего бизнеса (в том числе радиотелевизионный и передающий центр в Анивском районе), нагрузка Анивского района в 2020 г. по сравнению с 2010 г. увеличится в 2,1 раза [17], при этом действующие электрические сети 35 кВ Анивского района, имеющие ограниченную пропускную способность, не могут обеспечить покрытие растущих нагрузок; после необходимого для Анивского района сооружения ПС Анива-2 и ВЛ 110 кВ Корсаковская–Анива-2 длина линии 110 кВ Анива-2–Горнозаводская составит 66 км (рис. 3), что на 18% меньше длины линии Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская (рис. 2).



Рисунок 3 – Строительство одноцепной линии Корсаковская–Анива-2–
Горнозаводская

2.2 Выбор и проверка сечений проводов

В настоящее время для выбора сечения проводов линий электропередачи используется метод экономических токовых интервалов [19].

Расчётная токовая нагрузка линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{нб}, \quad (1)$$

где $I_{нб}$ – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сети из расчёта режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

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

α_T – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии $T_{нб}$ и коэффициент ее попадания в максимум нагрузки энергосистемы K_M .

Ток в линии на пятый год ее эксплуатации

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{ц}}, \quad (2)$$

где S_{max} – максимальная мощность, передаваемая по линии, МВА;

U – напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$ – число цепей линии.

Введение коэффициента α_i вытекает из учета фактора разновременности в технико-экономических расчетах. Обычно значение α_i принимается равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

При $T_{нб}=5000$ ч и $K_M=0,8$ принимается $\alpha_T=1,2$ [19].

Потоки мощностей на головных участках линии с двухсторонним питанием Холмская–Холмск–Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская–

Анива-2–Корсаковская без учёта потерь мощности и уравнительной мощности можно найти пропорционально длинам линий по следующим выражениям:

$$\underline{S}_{X-X_{Ю}} = \frac{\underline{S}_{X_{Ю}} \cdot (L_{X_{Ю}-\Pi} + L_{\Pi-H} + L_{H-\Gamma} + L_{A-\Gamma} + L_{K-A}) + \underline{S}_{\Pi} \cdot (L_{\Pi-H} + L_{H-\Gamma} + L_{A-\Gamma} + L_{K-A}) + \underline{S}_{H} \cdot (L_{H-\Gamma} + L_{A-\Gamma} + L_{K-A}) + \underline{S}_{\Gamma} \cdot (L_{A-\Gamma} + L_{K-A}) + \underline{S}_{A} \cdot L_{K-A}}{L_{X-X_{Ю}} + L_{X_{Ю}-\Pi} + L_{\Pi-H} + L_{H-\Gamma} + L_{A-\Gamma} + L_{K-A}}; \quad (3)$$

$$\underline{S}_{K-A} = \frac{\underline{S}_{X_{Ю}} \cdot L_{X-X_{Ю}} + \underline{S}_{\Pi} \cdot (L_{X-X_{Ю}} + L_{X_{Ю}-\Pi}) + \underline{S}_{H} \cdot (L_{X-X_{Ю}} + L_{X_{Ю}-\Pi} + L_{\Pi-H}) + \underline{S}_{\Gamma} \cdot (L_{X-X_{Ю}} + L_{X_{Ю}-\Pi} + L_{\Pi-H} + L_{H-\Gamma}) + \underline{S}_{A} \cdot (L_{X-X_{Ю}} + L_{X_{Ю}-\Pi} + L_{\Pi-H} + L_{H-\Gamma} + L_{A-\Gamma})}{L_{X-X_{Ю}} + L_{X_{Ю}-\Pi} + L_{\Pi-H} + L_{H-\Gamma} + L_{A-\Gamma} + L_{K-A}}, \quad (4)$$

где $L_{X-X_{Ю}}$, $L_{X_{Ю}-\Pi}$, $L_{\Pi-H}$, $L_{H-\Gamma}$, $L_{A-\Gamma}$ и L_{K-A} – длины линий Холмская–Холмск-Южная, Холмск-Южная–Правда, Правда–Невельская, Невельская–Горнозаводская, Анива-2–Горнозаводская и Корсаковская–Анива-2 соответственно;

$$\begin{aligned} \underline{S}_{X-X_{Ю}} &= \frac{(9,5 + j3,8) \cdot (18,3 + 34,7 + 14,1 + 66 + 30) + (3 + j1,2) \cdot (34,7 + 14,1 + 66 + 30)}{10,7 + 18,3 + 34,7 + 14,1 + 66 + 30} + \\ &+ \frac{(14 + j5,6) \cdot (14,1 + 66 + 30) + (5,5 + j2,2) \cdot (66 + 30) + (10 + j4) \cdot 30}{10,7 + 18,3 + 34,7 + 14,1 + 66 + 30} = \\ &= 25,05 + j10,02 \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{K-A} &= \frac{(9,5 + j3,8) \cdot 10,7 + (3 + j1,2) \cdot (10,7 + 18,3) + (14 + j5,6) \cdot (10,7 + 18,3 + 34,7)}{10,7 + 18,3 + 34,7 + 14,1 + 66 + 30} + \\ &+ \frac{(5,5 + j2,2) \cdot (10,7 + 18,3 + 34,7 + 14,1) + (10 + j4) \cdot (10,7 + 18,3 + 34,7 + 14,1 + 66)}{10,7 + 18,3 + 34,7 + 14,1 + 66 + 30} = \\ &= 16,95 + j6,78 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Потоки мощности на остальных участках рассматриваемой линии находим по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{X_{Ю}-\Pi} = \underline{S}_{X-X_{Ю}} - \underline{S}_{X_{Ю}}; \quad (5)$$

$$\underline{S}_{\Pi-H} = \underline{S}_{X_{Ю-П}} - \underline{S}_{\Pi}; \quad (6)$$

$$\underline{S}_{H-\Gamma} = \underline{S}_{\Pi-H} - \underline{S}_{H}; \quad (7)$$

$$\underline{S}_{A-\Gamma} = \underline{S}_{K-A} - \underline{S}_{A}; \quad (8)$$

$$\underline{S}_{X_{Ю-П}} = 25,05 + j10,02 - (9,5 + j3,8) = 15,55 + j6,22 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\Pi-H} = 15,55 + j6,22 - (3 + j1,2) = 12,55 + j5,02 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{H-\Gamma} = 12,55 + j5,02 - (14 + j5,6) = -1,45 - j0,58 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\Gamma-H} = -\underline{S}_{H-\Gamma} = 1,45 + j0,58 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A-\Gamma} = 16,95 + j6,78 - (10 + j4) = 6,95 + j2,78 \text{ МВА}.$$

Максимальные и расчётные токи по участкам линии 110 кВ Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская–Анива-2–Корсаков-ская:

$$I_{H6 X-X_{Ю}} = \frac{\sqrt{25,05^2 + 10,02^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 142 \text{ А};$$

$$I_{H6 X_{Ю-П}} = \frac{\sqrt{15,55^2 + 6,22^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 88 \text{ А};$$

$$I_{H6 \Pi-H} = \frac{\sqrt{12,55^2 + 5,02^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 71 \text{ А};$$

$$I_{H6 \Gamma-H} = \frac{\sqrt{1,45^2 + 0,58^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 8 \text{ А};$$

$$I_{H6 A-\Gamma} = \frac{\sqrt{6,95^2 + 2,78^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 39 \text{ А};$$

$$I_{H6 K-A} = \frac{\sqrt{16,95^2 + 6,78^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 96 \text{ А};$$

$$I_{pX-X_{Ю}} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 142 = 179 \text{ А};$$

$$I_{pX_{Ю-П}} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 88 = 111 \text{ А};$$

$$I_{p\Pi-H} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 71 = 89 \text{ А};$$

$$I_{p\Gamma-H} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 8 = 10 \text{ А};$$

$$I_{pA-\Gamma} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 39 = 49 \text{ А};$$

$$I_{pK-A} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 96 = 121 \text{ А}.$$

Для выбора сечения проводов необходимо предварительно выбрать материал опор воздушных линий, в данном случае предпочтение отдано металлическим опорам.

Сечения проводов ВЛ 110 кВ выбираются по экономическим токовым интервалам [19]: для одноцепных ЛЭП 110 кВ на металлических опорах, расположенных на Дальнем Востоке в особом районе по гололеду, при расчётных токах от 21 до 55 А принимается сечение провода, равное 150 мм², а при токах от 56 до 135 А – сечение 185 мм².

Таким образом, сооружаемые линии 110 кВ Анива-2–Горнозаводская и Корсаковская–Анива-2 необходимо выполнить проводами АС–150/24 и АС–185/29 соответственно.

Так как линия Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская полностью исчерпала нормативный срок службы и подлежит полной реконструкции с заменой проводов [17], то для этой линии по экономическим токовым интервалам также выбираем сечения проводов, результаты выбора сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор сечений проводов

Линия	Холмская– Холмск- Южная	Холмск- Южная– Правда	Правда– Невель- ская	Горноза- водская– Невельская	Анива-2– Горноза- водская	Корсаковс- кая–Анива-2
$I_p, \text{ А}$	179	111	89	10	49	121
Провод	АС–240/32	АС–185/29	АС–185/29	АС–95/16	АС–150/24	АС–185/29

Воздушные линии 110 кВ подлежат проверке по условиям короны, если они прокладываются по трассам с отметками выше 1000 метров над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, т.к. экономические интервалы токов подсчитаны для сечений, равных или больших минимально допустимых по условиям короны [19].

Выбранные сечения необходимо проверить на нагрев длительно допустимым током в наиболее тяжёлом режиме работы. При этом сравниваются максимально возможные токи в линиях с допустимыми токовыми нагрузками проводов. В данном случае проверочным аварийным режимом будет обрыв линии Холмская–Холмск-Южная, в этом режиме поток мощности по линии Корсаковская–Анива-2 будет:

$$S_{K-A \text{ п/ав}} = S_{Xю} + S_{П} + S_{Н} + S_{Г} + S_{А}; \quad (9)$$

$$S_{K-A \text{ п/ав}} = 9,5 + j3,8 + 3 + j1,2 + 14 + j5,6 + 5,5 + j2,2 + 10 + j4 = 42,00 + j16,80 \text{ МВА.}$$

Наибольшая токовая нагрузка линии Корсаковская–Анива-2:

$$I_{\text{п/ав}K-A} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot \frac{\sqrt{42,00^2 + 16,80^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 299 \text{ А.}$$

Эта нагрузка меньше значения допустимой длительной токовой нагрузки для провода АС-185/29, которая равна 510 А. Следовательно, недопустимого перегрева проводов во всех режимах работы линии Корсаковская–Анива-2 не произойдет.

Аналогичным образом, проверяются все остальные выбранные провода ВЛ, результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Проверка сечений проводов

Линия	Холмская– Холмск- Южная	Холмск- Южная– Правда	Правда– Невель- ская	Горноза- водская– Невельская	Анива-2– Горноза- водская	Корсаковс- кая–Анива-2
Провод	АС–240/32	АС–185/29	АС–185/29	АС–95/16	АС–150/24	АС–185/29
$I_{\text{доп}}$, А	605	510	510	330	450	510
$I_{\text{п/ав}}$, А	299	231	210	189	228	299

Из данных таблицы 5 видно, что все провода успешно прошли проверку.

2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Наиболее часто на подстанции устанавливают два трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности силовых трансформаторов

обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей электроэнергии даже при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов.

Так как на подстанциях Невельская и Горнозаводская имеются потребители I и II категорий по надёжности, то на этих подстанциях должно стоять по два силовых трансформатора.

Выбор номинальной мощности трансформаторов проводится по их перспективной нагрузке:

$$S_{T.ном} \geq S_{T.расч} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_T \cdot K_{з.опт}}, \quad (10)$$

где $S_{T.ном}$ и $S_{T.расч}$ – номинальная и расчётная мощности трансформатора;

P , Q – активная и реактивная мощности перспективной нагрузки подстанции;

n_T – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{з.опт} = 0,75$ – оптимальный коэффициент загрузки силового трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции, $K_{з.опт} = 0,85$ – при установке одного трансформатора на подстанции.

Расчётные мощности силовых трансформаторов для реконструируемых подстанций Невельская и Горнозаводская и новой подстанции Анива-2:

$$S_{T.расч.Н} = \frac{\sqrt{14^2 + 5,6^2}}{2 \cdot 0,75} = 10,1 \text{ МВА};$$

$$S_{T.расч.Г} = \frac{\sqrt{5,5^2 + 2,2^2}}{2 \cdot 0,75} = 3,9 \text{ МВА};$$

$$S_{T.расч.А} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{2 \cdot 0,75} = 7,2 \text{ МВА}.$$

Для установки на подстанциях Невельская и Анива-2 принимается по два силовых трансформатора ТДН–10000/110/10, а на подстанции Горнозаводская – два трансформатора ТМН–6300/110/10 кВ.

Выбранные силовые трансформаторы необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{\text{норм}}^3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_T \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (11)$$

$$K_{\text{п/ав}}^3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (12)$$

где $K_{\text{норм}}^3$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме, для обеспечения наиболее экономичного режима работы при соблюдении технических ограничений должен лежать в пределах от 0,5 до 0,75;

$K_{\text{п/ав}}^3$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, не должен превышать 1,4;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Проверка выбранных трансформаторов:

$$\begin{aligned} K_{\text{нормН}}^3 &= \frac{\sqrt{14^2 + 5,6^2}}{2 \cdot 10} = 0,75; & K_{\text{п/ав.Н}}^3 &= \frac{\sqrt{14^2 + 5,6^2}}{10} = 1,50; \\ K_{\text{нормГ}}^3 &= \frac{\sqrt{5,5^2 + 2,2^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,47; & K_{\text{п/ав.Г}}^3 &= \frac{\sqrt{5,5^2 + 2,2^2}}{6,3} = 0,94; \\ K_{\text{нормА}}^3 &= \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{2 \cdot 10} = 0,54; & K_{\text{п/ав.А}}^3 &= \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{10} = 1,08. \end{aligned}$$

Следовательно, все выбранные трансформаторы удовлетворяют условиям проверки по уровню загрузки, за исключением ПС Невельская, на которой в послеаварийном режиме необходимо отключение 15% нагрузки для снижения перегрузки до допустимого уровня (1,39).

Параметры выбранных трансформаторов даны в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры трансформаторов

Подстанция	Трансформаторы	$U_{\text{номВН}}/U_{\text{номНН}}$, кВ	Z_T , Ом	ΔS_{xx} , кВА
Невельская	2×ТДН–10000/110	115/11	7,95+j139	14+j70
Горнозаводская	2×ТМН–6300/110/6	115/11	14,7+j220,4	11,5+j50,4
Анива-2	2×ТДН–10000/110	115/11	7,95+j139	14+j70

2.4 Расчёт установившихся режимов

Расчёты установившихся режимов электрических сетей выполняются для определения:

- 1) загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;
- 2) сечений проводов и кабелей и мощностей трансформаторов;
- 3) уровня напряжения в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах; потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- 4) интегральных показателей условий работы сети в целом за длительный период (например, год) – передаваемой энергии, средних значений отдельных параметров режима (напряжения в узлах, загрузка трансформаторов, плотности тока в линиях электропередачи) или диапазона изменений значения какого-либо параметра для расчётных элементов сети.
- 5) пропускной способности сети по условиям устойчивости.

В нашем случае необходимо провести расчёт установившихся нормального и послеаварийного режимов для оценки уровня загрузки участков рассматриваемой ВЛ с двухсторонним питанием и для определения напряжений на сторонах ВН и НН подстанций с последующим регулированием в случае необходимости.

Для расчёта режимов работы проектируемой сети необходимо начертить схему замещения сети и определить её параметры – сопротивления линий, трансформаторов, зарядные мощности линий. В расчётах режимов работы

электрических сетей 110 кВ используются приведенные значения нагрузок подстанций, т.е. нагрузки подстанций с учётом потерь в силовых трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{n_{\text{т}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{т}} + n_{\text{т}} \cdot \Delta S_{\text{хх}}, \quad (13)$$

где P, Q – потоки активной и реактивной мощностей, протекающие через рассматриваемые трансформаторы, т.е. нагрузка трансформаторов данной подстанции МВА;

$Z_{\text{т}}$ – сопротивление обмоток одного трансформатора (таблица 6), Ом;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$\Delta S_{\text{хх}}$ – потери холостого хода одного трансформатора (таблица 6), МВА.

Потери мощности в трансформаторах рассматриваемых подстанций:

$$\Delta S_{\text{тр.Н}} = \frac{14^2 + 5,6^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (7,95 + j139) + 2 \cdot (0,014 + j0,070) = 0,10 + j1,45 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{тр.Г}} = \frac{5,5^2 + 2,2^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (14,7 + j220,4) + 2 \cdot (0,0115 + j0,0504) =$$

$$= 0,04 + j0,42 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{тр.А}} = \frac{10^2 + 4^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (7,95 + j139) + 2 \cdot (0,014 + j0,070) = 0,07 + j0,81 \text{ МВА}.$$

Приведённая нагрузка подстанций, т.е. с учётом потерь в трансформаторах, определяется по формуле:

$$\underline{S}_{\text{пр}} = P + jQ + \Delta S_{\text{тр}}. \quad (14)$$

Приведённые нагрузки подстанций:

$$\underline{S}_{\text{Н пр}} = 14 + j5,6 + 0,10 + j1,45 = 14,10 + j7,05 \text{ МВА};$$

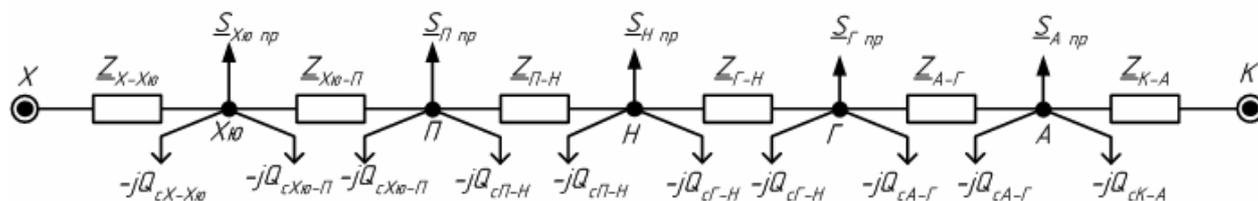
$$\underline{S}_{\text{Г пр}} = 5,5 + j2,2 + 0,04 + j0,42 = 5,54 + j2,62 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A \text{ пр}} = 10 + j4 + 0,07 + j0,81 = 10,07 + j4,81 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{X_{\text{Ю}} \text{ пр}} = 9,56 + j4,54 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\Pi \text{ пр}} = 3,02 + j1,44 \text{ МВА}.$$

Разработанная схема замещения дана на рисунке 4, при этом в нагрузочных узлах показаны приведённые значения мощностей.



X – шины 110 кВ подстанции Холмская (ИП);

Xю – подстанция Холмск-Южная; П – подстанция Правда;

Н – подстанция Невельская; Г – подстанция Горнозаводская;

А – подстанция Анива-2; К – шины 110 кВ подстанции Корсаковская (ИП)

Рисунок 4 – Схема замещения сети для расчёта режимов

Комплексные сопротивления линий $\underline{Z}_{\text{ВЛ}}$ рассчитываются по формуле:

$$\underline{Z}_{\text{ВЛ}} = (r_0 + jx_0) \cdot L, \quad (15)$$

где r_0 и x_0 – удельные активные и реактивные сопротивления линий, Ом/км [4];

L – длина линии, км.

Сопротивление одноцепной линии Холмская–Холмск-Южная:

$$\underline{Z}_{X-X_{\text{Ю}}} = (0,12 + j0,405) \cdot 10,7 = 1,28 + j4,33 \text{ Ом}.$$

Зарядные мощности линий Q_c , подтекающие к их концам, определяются по формуле:

$$Q_c = 0,5 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot b_0 \cdot L, \quad (16)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

b_0 – удельная емкостная проводимость линии, См/км [4].

Зарядная мощность в конце одноцепной линии Холмская–Холмск-Южная:

$$Q_{сХ-Хю}=0,5 \cdot 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 10,7=0,18 \text{ МВАр.}$$

Аналогично определены сопротивления и зарядные мощности для остальных линий, результаты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Параметры линий

Линия	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км	$Z_{ВЛ}$, Ом	b_0 , мкСм/км	Q_c , МВАр
Холмская–Холмск-Южная	0,120	0,405	10,7	1,28+j4,33	2,81	0,18
Холмск-Южная–Правда	0,162	0,413	18,3	2,96+j7,56	2,75	0,30
Правда–Невельская	0,162	0,413	34,7	5,62+j14,33	2,75	0,58
Горнозаводская–Невельская	0,306	0,434	14,1	4,31+j6,12	2,61	0,22
Анива-2–Горнозаводская	0,198	0,420	66	13,07+j27,72	2,70	1,08
Корсаковская–Анива-2	0,162	0,413	30	4,86+j12,39	2,75	0,5

Определяем расчётные нагрузки подстанций, т.е. нагрузки с учётом потерь в трансформаторах и ёмкостных мощностей, генерируемых линиями:

$$\underline{S}_{Хю\ p}=\underline{S}_{Хю\ пр} -jQ_{сХ-Хю} -jQ_{сХю-П}; \quad (17)$$

$$\underline{S}_{П\ p}=\underline{S}_{П\ пр} -jQ_{сХю-П} -jQ_{сП-Н}; \quad (18)$$

$$\underline{S}_{Н\ p}=\underline{S}_{Н\ пр} -jQ_{П-Н} -jQ_{сГ-Н}; \quad (19)$$

$$\underline{S}_{Г\ p}=\underline{S}_{Г\ пр} -jQ_{сГ-Н} -jQ_{сА-Г}; \quad (20)$$

$$\underline{S}_{А\ p}=\underline{S}_{А\ пр} -jQ_{сА-Г} -jQ_{сК-А}; \quad (21)$$

$$\underline{S}_{X_{ЮП}}=9,56+j4,54-j0,18-j0,30=9,56+j4,05 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{ПР}=3,02+j1,44-j0,30-j0,58=3,02+j0,56 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{НР}=14,10+j7,05-j0,58-j0,22=14,10+j6,25 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{ГР}=5,54+j2,62-j0,22-j1,08=5,54+j1,32 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{АР}=10,07+j4,81-j1,08-j0,50=10,07+j3,23 \text{ МВА}.$$

Потоки мощности на головных участках линии с двухсторонним питанием Холмская–Холмск-Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская–Анива-2–Корсаковская определяем по уравнениям моментов в соответствии с рисунком 4:

$$\underline{S}_{X-X_{Ю}} = \frac{\left(\begin{aligned} &\underline{S}_{X_{ЮП}} \cdot (Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^*) + \\ &+ \underline{S}_{ПР} \cdot (Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^*) + \\ &+ \underline{S}_{НР} \cdot (Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^*) + \underline{S}_{ГР} \cdot (Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^*) + \underline{S}_{АР} \cdot Z_{К-А}^* \end{aligned} \right)}{Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^*}; \quad (22)$$

$$\underline{S}_{К-А} = \frac{\left(\begin{aligned} &\underline{S}_{X_{ЮП}} \cdot Z_{X-X_{Ю}}^* + \underline{S}_{ПР} \cdot (Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^*) + \\ &+ \underline{S}_{НР} \cdot (Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^*) + \\ &\underline{S}_{ГР} \cdot (Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^*) + \\ &\underline{S}_{АР} \cdot (Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^*) \end{aligned} \right)}{Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^*}, \quad (23)$$

где Z_i^* – сопряжённый комплекс сопротивления i -го участка, Ом;

$$\begin{aligned} Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^* &= 1,28-j4,33+2,96-j7,56+ \\ &+ 5,62-j14,33+4,31-j6,12+13,07-j27,72+4,86-j12,39=32,11-j72,45 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{X_{Ю-П}}^* + Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^* &= 2,96-j7,56+5,62-j14,33+ \\ &+ 4,31-j6,12+13,07-j27,72+4,86-j12,39=30,83-j68,12 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{П-Н}^* + Z_{Г-Н}^* + Z_{А-Г}^* + Z_{К-А}^* &= 5,62-j14,33+4,31-j6,12+13,07-j27,72+ \\ &+ 4,86-j12,39=27,86-j60,56 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_{\Gamma-H}^* + Z_{A-\Gamma}^* + Z_{K-A}^* &= 4,31 - j6,12 + 13,07 - j27,72 + 4,86 - j12,39 = \\
&= 22,24 - j46,23 \text{ Ом}; \\
Z_{A-\Gamma}^* + Z_{K-A}^* &= 13,07 - j27,72 + 4,86 - j12,39 = 17,93 - j40,11 \text{ Ом}; \\
\underline{S}_{X-X_{Ю}} &= \frac{(9,56 + j4,05) \cdot (30,83 - j68,12) + (3,02 + j0,56) \cdot (27,86 - j60,56)}{32,11 - j72,45} + \\
&+ \frac{(14,10 + j6,25) \cdot (22,24 - j46,23) + (5,54 + j1,32) \cdot (17,93 - j40,11)}{32,11 - j72,45} + \\
&+ \frac{(10,07 + j3,23) \cdot (4,86 - j12,39)}{32,11 - j72,45} = 25,31 + j9,94 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю}-\Pi}^* + Z_{\Pi-H}^* + Z_{\Gamma-H}^* + Z_{A-\Gamma}^* &= 1,28 - j4,33 + 2,96 - j7,56 + \\
&+ 5,62 - j14,33 + 4,31 - j6,12 + 13,07 - j27,72 = 27,25 - j60,06 \text{ Ом}; \\
Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю}-\Pi}^* + Z_{\Pi-H}^* + Z_{\Gamma-H}^* &= 1,28 - j4,33 + 2,96 - j7,56 + 5,62 - j14,33 + \\
&+ 4,31 - j6,12 = 14,18 - j32,34 \text{ Ом};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю}-\Pi}^* + Z_{\Pi-H}^* &= 1,28 - j4,33 + 2,96 - j7,56 + 5,62 - j14,33 = \\
&= 9,87 - j26,22 \text{ Ом};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_{X-X_{Ю}}^* + Z_{X_{Ю}-\Pi}^* &= 1,28 - j4,33 + 2,96 - j7,56 = 4,25 - j11,89 \text{ Ом}; \\
\underline{S}_{K-A} &= \frac{(9,56 + j4,05) \cdot (1,28 - j4,33) + (3,02 + j0,56) \cdot (4,25 - j11,89)}{32,11 - j72,45} + \\
&+ \frac{(14,10 + j6,25) \cdot (9,87 - j26,22) + (5,54 + j1,32) \cdot (14,18 - j32,34)}{32,11 - j72,45} + \\
&+ \frac{(10,07 + j3,23) \cdot (27,25 - j60,06)}{32,11 - j72,45} = 16,99 + j5,47 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Проверка:

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{X-X_{Ю}} + \underline{S}_{K-A} &= 25,31 + j9,94 + 16,99 + j5,47 = 42,30 + j15,41 \text{ МВА}; \\
\underline{S}_{X_{Ю}p} + \underline{S}_{\Pi p} + \underline{S}_{Hp} + \underline{S}_{\Gamma p} + \underline{S}_{Ap} &= 9,56 + j4,05 + 3,02 + j0,56 + 14,10 + j6,25 + 5,54 + j1,32 + \\
&+ 10,07 + j3,23 = 42,30 + j15,41 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Вывод: потоки мощности на головных участках линии с двухсторонним питанием Холмская–Холмск–Южная–Правда–Невельская–Горнозаводская–Анива-2–Корсаковская определены верно.

Потоки на остальных участках линии рассчитываются по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{S}_{X_{Ю-П}} = \underline{S}_{X-X_{Ю}} - \underline{S}_{X_{Ю} p}; \quad (24)$$

$$\underline{S}_{П-Н} = \underline{S}_{X_{Ю-П}} - \underline{S}_{П p}; \quad (25)$$

$$\underline{S}_{А-Г} = \underline{S}_{К-А} - \underline{S}_{А p}; \quad (26)$$

$$\underline{S}_{Г-Н} = \underline{S}_{А-Г} - \underline{S}_{Г p}; \quad (27)$$

$$\underline{S}_{X_{Ю-П}} = 25,31 + j9,94 - (9,56 + j4,05) = 15,75 + j5,88 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{П-Н} = 15,75 + j5,88 - (3,02 + j0,56) = 12,72 + j5,32 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{А-Г} = 16,99 + j5,47 - (10,07 + j3,23) = 6,92 + j2,24 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{Г-Н} = 6,92 + j2,24 - (5,54 + j1,32) = 1,38 + j0,92 \text{ МВА}.$$

Направления найденных потоков мощности нанесены на схему замещения линии – рисунок 5, из которого видно, что точкой потокораздела по активной и реактивной мощности является узел Н – подстанция Невельская.

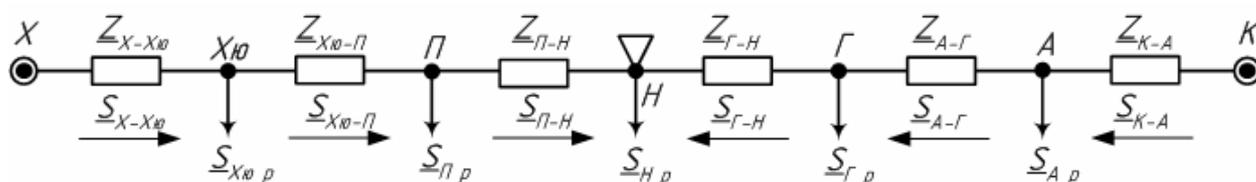


Рисунок 5 – Потокораспределение мощностей в нормальном режиме

Разрезав линию по точке потокораздела, как показано на рисунке 6, определяем потери и потоки мощности в линии с учётом потерь.

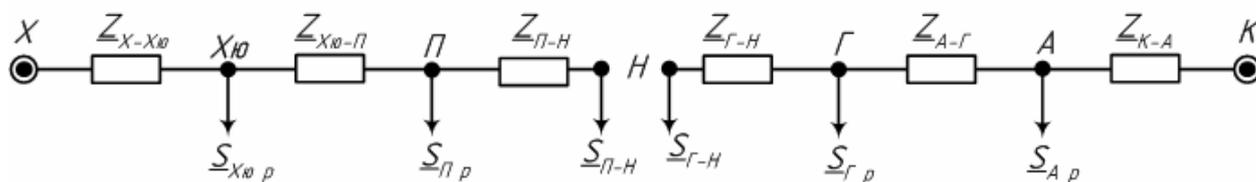


Рисунок 6 – Схема к определению потоков мощности с учётом потерь

В соответствии с рисунком 6 рассчитывается поток мощности в конце участка Правда–Невельская, потери мощности на этом участке и поток

мощности в его начале:

$$\underline{S}_{\text{П-Н}}^{\text{к}} = \underline{S}_{\text{П-Н}}; \quad (28)$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{П-Н}} = \frac{(P_{\text{П-Н}}^{\text{к}})^2 + (Q_{\text{П-Н}}^{\text{к}})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \underline{Z}_{\text{П-Н}}; \quad (29)$$

$$\underline{S}_{\text{П-Н}}^{\text{н}} = \underline{S}_{\text{П-Н}}^{\text{к}} + \Delta \underline{S}_{\text{П-Н}}; \quad (30)$$

$$\underline{S}_{\text{П-Н}}^{\text{к}} = 12,72 + j5,32 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{П-Н}} = \frac{12,72^2 + 5,32^2}{110^2} \cdot (5,62 + j14,33) = 0,09 + j0,23 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{П-Н}}^{\text{н}} = 12,72 + j5,32 + 0,09 + j0,23 = 12,81 + j5,55 \text{ МВА}.$$

Поток мощности в конце участка Холмск-Южная-Правда:

$$\underline{S}_{\text{Хю-П}}^{\text{к}} = \underline{S}_{\text{Пр}} + \underline{S}_{\text{П-Н}}^{\text{н}}; \quad (31)$$

$$\underline{S}_{\text{Хю-П}}^{\text{к}} = 3,02 + j0,56 + 12,81 + j5,55 = 15,84 + j6,11 \text{ МВА}.$$

Аналогичным образом рассчитываются потоки мощности с учётом потерь на всех остальных участках сети. Расчёты выполнены в математическом редакторе Mathcad, листинг расчётов приведен в приложении А. Результаты расчётов потоков мощности с учётом потерь в нормальном режиме сведены в таблицу 8.

Для полного анализа разработанного варианта развития электрической сети кроме нормального режима необходимо также рассчитать параметры установившегося послеаварийного режима, в качестве которого рассматривается обрыв участка Холмская-Холмск-Южная. Расчёт потокораспределения мощностей в аварийном режиме осуществляется аналогично расчёту потоков в нормальном режиме также с помощью математической программы Mathcad, листинг расчётов дан в приложении Б, а результаты показаны в таблице 9.

Таблица 8 – Поток мощности и потери в линиях в нормальном режиме

Линия	Поток мощности в начале линии \underline{S}^H , МВА	Потери мощности в линии ΔS , МВА	Поток мощности в конце линии \underline{S}^K , МВА
Холмская–Холмск- Южная	25,55+j10,61	0,08+j0,27	25,47+j10,34
Холмск-Южная– Правда	15,91+j6,29	0,07+j0,18	15,84+j6,11
Правда–Невельская	12,81+j5,55	0,09+j0,23	12,72+j5,32
Горнозаводская– Невельская	1,38+j0,92	0+j0	1,38+j0,92
Анива-2– Горнозаводская	6,98+j2,36	0,06+j0,12	6,92+j2,24
Корсаковская–Анива-2	17,18+j5,92	0,13+j0,33	17,05+j5,59

Таблица 9 – Поток мощности и потери в линиях в аварийном режиме

Линия	Поток мощности в начале линии \underline{S}^H , МВА	Потери мощности в линии ΔS , МВА	Поток мощности в конце линии \underline{S}^K , МВА
Корсаковская–Анива-2	44,98+j21,5	0,93+j2,36	44,05+j19,14
Анива-2– Горнозаводская	33,98+j15,91	1,34+j2,83	32,65+j13,07
Горнозаводская– Невельская	27,1+j11,75	0,3+j0,43	26,8+j11,33
Невельская–Правда	12,7+j5,08	0,08+j0,22	12,61+j4,86
Правда–Холмск- Южная	9,59+j4,31	0,03+j0,07	9,56+j4,24

В соответствии со схемой замещения, показанной на рисунке 4, и рассчитанными потоками мощностей с учетом потерь (таблицы 8 и 9) возможно определить потери напряжения на участка линии и напряжения на высоких сторонах подстанций.

Потери напряжения на i -ом участке определяются по формуле:

$$\Delta U_i = \Delta U'_i + j \Delta U''_i = \frac{P_i^H \cdot R_i + Q_i^H \cdot X_i}{U_i^H} + j \cdot \frac{P_i^H \cdot X_i - Q_i^H \cdot R_i}{U_i^H}, \quad (32)$$

где $\Delta U'_i$ и $\Delta U''_i$ – продольная и поперечная составляющие падения напряжения на i -ой участке, кВ;

P_i^H и Q_i^H – активная и реактивная мощности в начале i -го участка, МВт, МВАр;

R_i и X_i – активное и реактивное сопротивление i -го участка, Ом;

U_i^H – напряжение в начале i -го участка, кВ.

Потери напряжения на участке Корсаковская–Анива-2:

$$\Delta U'_{K-A} = \frac{17,18 \cdot 4,86 + 5,92 \cdot 12,39}{115} = 1,36 \text{ кВ};$$

$$\Delta U''_{K-A} = \frac{17,18 \cdot 12,39 - 5,92 \cdot 4,86}{115} = 1,60 \text{ кВ}.$$

Модуль напряжения в конце i -го участка U_i^K определяется по формуле:

$$U_i^K = \sqrt{(U_i^H - \Delta U'_i)^2 + (\Delta U''_i)^2}. \quad (33)$$

Напряжение в конце участка Корсаковская–Анива-2, то есть напряжение на стороне ВН подстанции Анива-2:

$$U_A = \sqrt{(115 - 1,36)^2 + 1,60^2} = 113,65 \text{ кВ}.$$

Аналогично определяются напряжения на шинах ВН остальных подстанций, результаты расчётов сведены в таблицы 10 и 11.

Таблица 10 – Потери напряжения и напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Участок	U^H , кВ	$\Delta U'$, кВ	$\Delta U''$, кВ	U^K , кВ
Холмская–Холмск-Южная	115	0,69	0,84	114,30
Холмск-Южная–Правда	114,30	0,83	0,88	113,49
Правда–Невельская	113,49	1,36	1,32	112,17
Горнозаводская–Невельская	112,28	0,10	0,04	112,17
Анива-2–Горнозаводская	113,65	1,40	1,41	112,28
Корсаковская–Анива-2	115	1,36	1,60	113,65

Значения напряжения на шинах ВН подстанции Невельская, найденные с двух сторон, совпали, что подтверждает правильность расчётов.

Таблица 11 – Потери напряжения и напряжения в узлах сети в аварийном режиме

Участок	U^H , кВ	$\Delta U'$, кВ	$\Delta U''$, кВ	U^K , кВ
Корсаковская–Анива-2	115	4,22	3,94	110,85
Анива-2–Горнозаводская	110,85	8,21	6,33	103,08
Горнозаводская–Невельская	103,08	1,93	0,93	101,26
Невельская–Правда	101,26	1,58	1,35	99,84
Правда–Холмск-Южная	99,84	0,69	0,52	99,20

Напряжение на шинах НН подстанции $U_{НН}^{ВН}$, приведенное к высокой стороне, отличается от напряжения на высокой стороне $U_{ВН}$ на величину потерь напряжения в сопротивлении трансформатора ΔU_T :

$$U_{НН}^{ВН} = U_{ВН} - \frac{P_{ВН} \cdot R_T + Q_{ВН} \cdot X_T}{U_{ВН}}, \quad (34)$$

где $P_{ВН}$ и $Q_{ВН}$ – потоки мощности, втекающие в обмотку ВН трансформатора;

R_T и X_T – сопротивления обмоток трансформатора.

Поток мощности, втекающий в обмотку ВН трансформатора на i -ой подстанции:

$$\underline{S}_{ВН i} = \frac{1}{n_T} \cdot \underline{S}_{i пр} - \Delta \underline{S}_{xx i}, \quad (35)$$

где $\underline{S}_{i пр}$ – приведенная нагрузка i -ой подстанции, МВА;

$\Delta \underline{S}_{xx i}$ – потери холостого хода в одном трансформаторе i -ой подстанции, МВА.

Рассчитываем напряжение на шинах НН подстанции Анива-2, приведённое к стороне ВН:

$$\underline{S}_{ВН А} = 0,5 \cdot (10,07 + j4,81) - (0,014 + j0,070) = 5,02 + j2,33 \text{ МВА};$$

$$U_{НН А}^{ВН} = 113,65 - \frac{5,02 \cdot 7,95 + 2,33 \cdot 139}{113,65} = 110,4 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на стороне низкого напряжения подстанции находится по формуле:

$$U_{НН} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{тр}}, \quad (36)$$

где $K_{тр}$ – коэффициент трансформации.

Напряжение на стороне НН подстанции Анива-2:

$$U_{НН А} = \frac{110,4}{115/11} = 10,56.$$

Аналогичным образом рассчитаны напряжения на высоких и низких сторонах подстанций, результаты расчётов представлены в таблице 12.

Согласно ПУЭ на шинах 6–10 кВ подстанций должно осуществляться встречное регулирование напряжения, в соответствии с которым в режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах должно превышать номинальное на 5–10%.

Таблица 12 – Напряжения в узлах сети в нормальном и аварийном режимах

Подстанция	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}^{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
Нормальный режим			
Холмск-Южная	114,32	111,3	10,65
Правда	113,49	110,4	6,34
Невельская	112,17	107,4	10,27
Горнозаводская	112,28	109,4	10,47
Анива-2	113,65	110,4	10,56
Аварийный режим			
Холмск-Южная	99,23	95,8	9,16
Правда	99,84	96,3	5,53
Невельская	101,26	96	9,18
Горнозаводская	103,08	100	9,56
Анива-2	110,85	107,6	10,29

Из данных таблицы 12 видно, что в нормальном режиме регулирование напряжения требуется только на ПС Невельская, а в аварийном режиме регулирование необходимо на всех подстанциях. В качестве желаемого уровня напряжения для всех подстанций принято $U_{жел} = 1,06U_{ном}$.

Для регулирования напряжения на сторонах НН подстанций будут использоваться устройства РПН (регулирование под нагрузкой), которыми оснащены все выбранные силовые трансформаторы. Порядок определения номеров регулировочных ответвлений устройств РПН следующий:

1) определяются желаемые коэффициенты трансформации $K_{жел}$ и желаемые номера отпаяк РПН $n_{жел}$ по формулам:

$$K_{жел} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{U_{НН}^{жел}}; \quad (37)$$

$$n_{\text{жел}} = \left(\frac{K_{\text{жел}}}{K_{\text{тр}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t}, \quad (38)$$

где t – шаг регулирования устройства РПН, для выбранных трансформаторов 110 кВ – $t=1,78\%$;

2) желаемое значение номера отпайки $n_{\text{жел}}$ округляется до ближайшего целого значения n ;

3) рассчитывается фактическое напряжение на шинах подстанции на стороне НН после регулирования по формуле:

$$U_{\text{НН}}^{\text{ф}} = \frac{U_{\text{НН}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{тр}} \cdot (1 + n \cdot t)}; \quad (39)$$

4) определяется фактический номер ответвления РПН:

$$n_{\text{факт}} = n_0 - n, \quad (40)$$

где n_0 – номер ответвления РПН, соответствующий номинальному напряжению трансформатора.

Выполним расчёт для подстанции Невельская в нормальном режиме:

$$K_{\text{жел Н}} = \frac{107,4}{10,6} = 10,13;$$

$$n_{\text{жел Н}} = \left(\frac{10,13}{115/11} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,0178} = -1,7;$$

принимается $n_{\text{Н}} = -2$;

$$U_{\text{НН Н}}^{\text{ф}} = \frac{107,4}{\frac{115}{11} \cdot (1 - 2 \cdot 0,0178)} = 10,65 \text{ кВ};$$

$$n_{\text{факт Н}} = 10 - (-2) = 12.$$

Аналогичным образом было отрегулировано напряжение для остальных подстанций, результаты сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Регулирование напряжения

Подстанция	$U_{\text{НН}}^{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$K_{\text{жел}}$	$n_{\text{жел}}$	n	$U_{\text{НН}}^{\phi}$, кВ	$n_{\text{факт}}$
нормальный режим							
Холмск-Южная	111,3	10,65	10,65	0,2	0	10,65	10
Правда	110,4	6,34	17,36	-0,2	0	6,34	10
Невельская	107,4	10,27	10,27	-1,7	-2	10,65	12
Горнозаводская	109,4	10,47	10,47	-0,7	-1	10,66	11
Анива-2	110,4	10,56	10,56	-0,2	0	10,56	10
аварийный режим							
Холмск-Южная	99,23	95,8	9,03	-7,6	-8	10,68	18
Правда	99,84	96,3	15,15	-7,3	-7	6,32	17
Невельская	101,26	96	9,05	-7,5	-8	10,70	18
Горнозаводская	103,08	100	9,43	-5,5	-6	10,71	16
Анива-2	110,85	107,6	10,15	-1,6	-2	10,67	12

3 ВОПРОСЫ РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Выбор схем электрических соединений понижающих подстанций

Электрическая схема подстанции определяет весь последующий ход реконструкции или проектирования электрической части подстанции. От схемы РУ зависят количество и тип электрооборудования, устанавливаемого на подстанции. Основные требования, предъявляемые к электрическим схемам подстанций: обеспечение надёжного электроснабжения потребителей при высоких экономических показателях (малые капитальные вложения в сооружение подстанции и небольшие отчисления на амортизацию и обслуживание), простота в обслуживании.

При небольшом количестве присоединений на стороне ВН применяют упрощённые схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. Упрощённые схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж.

Сооружаемая подстанция Анива-2 и существующие подстанции Невельская и Горнозаводская будут работать в транзитном режиме, следовательно, распределительные устройства 110 кВ этих подстанций целесообразно выполнить по схеме «мостика с выключателями в цепях линий и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линий».

Для РУ 10 кВ подстанций принимается схема с «одной секционированной системой сборных шин».

Принятая для подстанций Анива-2, Невельская и Горнозаводская электрическая схема показана на рисунке 7.

Таким образом, существующая тупиковая подстанция Горнозаводская, на которой установлен один силовой трансформатор, подлежит полной реконструкции. Транзитная подстанция Невельская, на которой установлены отделители с короткозамыкателями, а РУ 110 кВ представляет собой систему

шин, к которой через разъединители подключены ВЛ 110 кВ, также подлежит практически полной реконструкции.

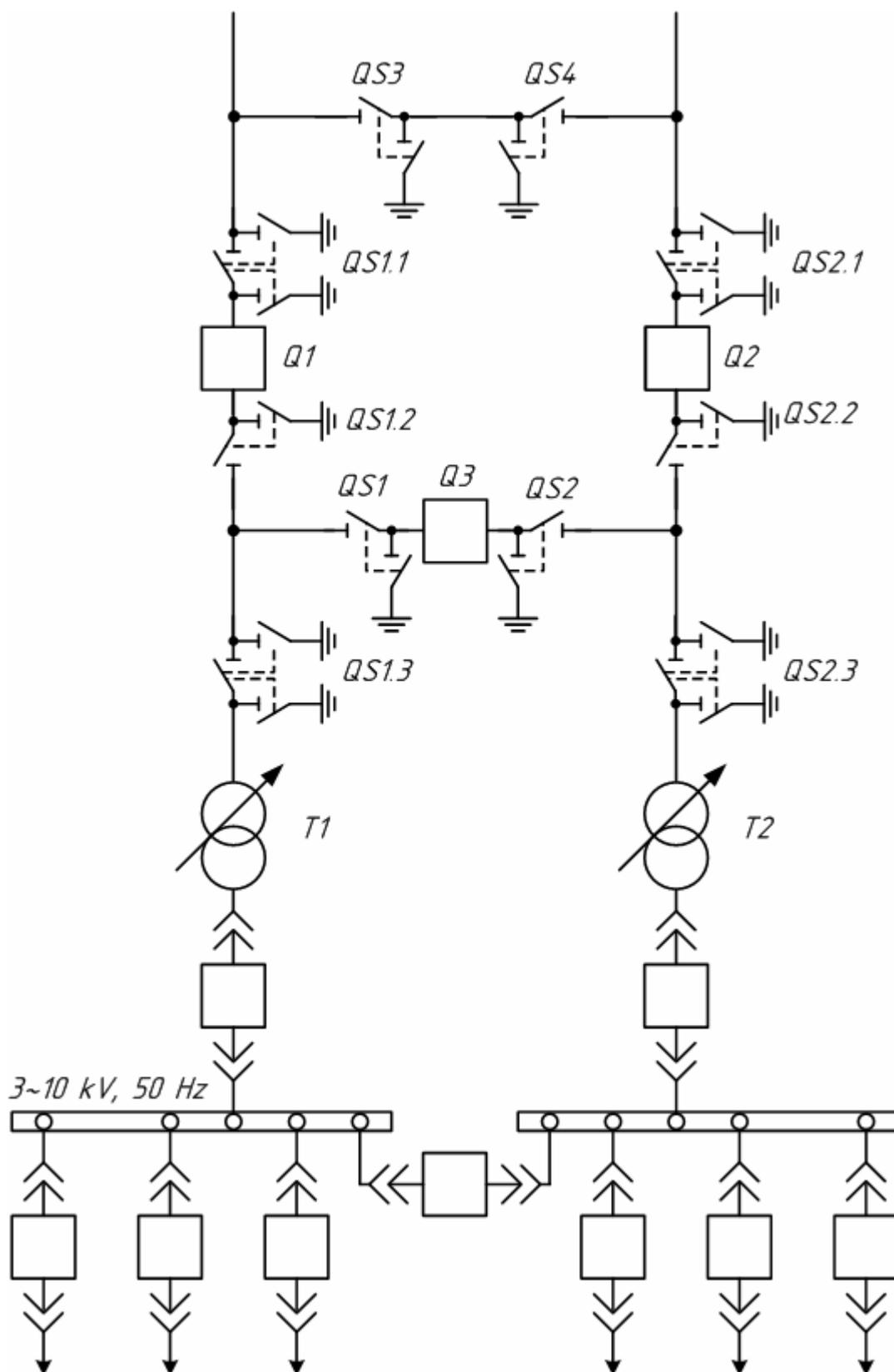


Рисунок 7 – Схема электрических соединений ПС Анива-2, Невельская и Горнозаводская

Так как для трех подстанций, имеющих одинаковый уровень номинального напряжения на стороне ВН, приняты одинаковые схемы подстанций, то реконструкцию целесообразно подробно показывать на примере только одной из них. Поэтому в дальнейшем подробно рассматривается только подстанция Горнозаводская.

3.2 Выбор и проверка электрооборудования и токоведущих частей

Силовое электрооборудование должно быть выбрано по условиям работы в максимальном нагрузочном режиме (режим зимнего максимума) и проверено на термическую и электродинамическую стойкость при расчетном коротком замыкании (трехфазное КЗ на шинах распределительного устройства, в котором устанавливается проверяемое оборудование).

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи находятся по формуле:

$$I_{\max.\text{тр}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (41)$$

где $I_{\max.\text{тр}}$ – максимальный рабочий ток в цепи трансформатора с учётом 40%-ой допустимой перегрузки [14].

Максимальные рабочие токи на сторонах 110 и 10 кВ ПС Горнозаводская:

$$I_{\max.\text{тр}.110} = 1,4 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 46,3 \text{ А};$$

$$I_{\max.\text{тр}.10} = 1,4 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1000 = 509,2 \text{ А}.$$

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъёмные или многообъёмные, воздушные, элегазовые, вакуумные или электромагнитные.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ. Выбор и проверка выключателей проводятся согласно [12]. Предварительно принятый к установке тип выключателей – ВГБУ-110-40/2000УХЛ1. Данный выключатель является элегазовым баковым, для наружной установки (для работы в умеренном или холодном климате), со встроенными трансформаторами тока [5].

Ударный ток определяется по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0}, \quad (42)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, который можно найти по [14];

$I_{п0}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя, $I_{п0}=2,32$ кА [17];

$$i_{уд110кВ} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,32 = 5,3 \text{ кА}.$$

Принимая во внимание значительную удаленность шин рассматриваемой подстанции Горнозаводская от источников питания, тепловой импульс определяется по формуле:

$$W_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (43)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [14].

Определение времени отключения КЗ:

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{отк.В}, \quad (44)$$

где $t_{р.з.} = 2$ – время срабатывания релейной защиты с учётом селективности;

$t_{отк.В}=0,06$ с – полное время отключения выключателя ВГБУ-110-40/2000УХЛ1 [5];

$$t_{откл}=t_{р.з.}+t_{отк.В}=2+0,06=2,06 \text{ с};$$

$$B_k=2,32^2 \cdot (2,06+0,02)=11,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения дугогасящих контактов τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (45)$$

$$\tau=t_{з. \text{ min}}+t_{с.В}, \quad (46)$$

где $t_{з. \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты, 0,01 с;

$t_{с.В}=0,03$ с – собственное время отключения выключателя ВГБУ-110-40/2000УХЛ1 [5];

$$\tau=0,01+0,03=0,04 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,32 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = 0,44 \text{ кА}.$$

Номинально допустимая величина апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}, \quad (47)$$

где $\beta_{ном}=0,45$ – номинальное относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе [5];

$I_{откл.ном}=40$ кА – номинальный ток отключения выключателя ВГБУ-110-40/2000УХЛ1;

$$i_{а.ном}=\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40=25,5 \text{ кА}.$$

Результаты выбора выключателей 110 кВ и их проверки сведены в таблицу 14, из которой видно, что выключатели ВГБУ-110-40/2000УХЛ1 полностью удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=46,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{п0}}=2,32 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}}=5,3 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{п0}}=2,32 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}}=5,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=11,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=40^2 \cdot 2,06=3296 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{п0}}=2,32 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п0}}$
$i_{\text{ат}}=0,44 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}}=25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

В настоящее время в распределительных устройствах НН подстанций обычно устанавливаются вакуумные или элегазовые выключатели, обладающими целым рядом преимуществ по сравнению с масляными или воздушными, а именно:

- высокое быстродействие;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- при установке этих выключателей в КРУ 10 кВ значительно проще решается проблема «дуговых коротких замыканий»;
- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения, число отключений номинальных токов для вакуумных выключателей без замены вакуумно-дугогасительной камеры в 10-20 раз превышает соответствующие параметры маломасляных выключателей;
- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнения окружающей среды;
- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ;
- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа выключателей;

- низкие затраты на установку и обслуживание;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания;
- высокая надёжность;
- компактность и небольшая масса, меньшие габариты по сравнению с масляными выключателями.

Для установки на стороне НН ПС Горнозаводская приняты вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У2 с электромагнитным приводом ЭМ, параметры выключателей приведены в [5].

Проверка вакуумных выключателей ВВ/TEL-10-12,5/630У2 проводится аналогично проверке выключателей 110 кВ:

$$i_{уд\ 10кВ} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,92 = 6,6 \text{ кА}$$

$$t_{откл} = 1 + 0,025 = 1,025 \text{ с};$$

$$B_k = 2,92^2 \cdot (1,025 + 0,02) = 8,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,92 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,02}} = 1,2 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 12,5 = 7,1 \text{ кА}.$$

Результаты проверки выполнения условий выбора выключателей 10 кВ даны в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{сети\ ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети\ ном}$
$I_{max} = 509,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{п0} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
$i_{уд} = 6,6 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 32 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_{п0} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{уд} = 6,6 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$B_k = 8,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 12,5^2 \cdot 1,025 = 160,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_k$
$I_{п0} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} > I_{п0}$
$i_{ат} = 1,2 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 7,1 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. Разъединители выбирают по напряжению установки; по току; по конструкции, роду установки; по электродинамической и термической стойкости. Проверка на термическую стойкость проводится для главных и для заземляющих ножей. Таким образом, выбор разъединителей производится аналогично выбору выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбраны следующие разъединители: РНДЗ.1-110/1000ХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000ХЛ1 – разъединители трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с двигательным приводом ПРН-110ХЛ1. Проверка разъединителей осуществлена в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка разъединителей 110 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=46,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{п0}}=2,32 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=11,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=31,5^2 \cdot 2,06=2044 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$

Разъединители успешно прошли проверку по всем условиям.

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Поэтому трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая для приборов защиты. Выбор ТТ производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном

классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности ТТ при включении в их цепи электрических счётчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5 А или 1 А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине L соединительных проводов. На подстанциях 110 кВ используются алюминиевые провода с минимальным сечением 4 мм², максимальное сечение составляет 10 мм².

После этого приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединении трёх ТТ.

Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учёта, считая, что $Z_{пр} \cong R_{пр}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq Z_{приб} + R_{пр} + Z_{к}, \quad (48)$$

где $Z_{приб}$, $R_{пр}$, $Z_{к}$ – соответственно сопротивление приборов, соединительных проводов и переходное сопротивление контактов. Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление проводов не должно превышать

$$R_{пр} \leq Z_{2ном} - (Z_{приб} + Z_{к}). \quad (49)$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$S_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (50)$$

где ρ – удельное сопротивление, для алюминиевых проводов $\rho=0,0283$ Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов.

На ПС Горнозаводская необходимо установить следующие приборы [14]:

в цепях линий 110 кВ – амперметр (Э335, S=0,5 ВА), ваттметр (Д335, S=0,5 ВА), варметр (Д335, S=0,5 ВА), фиксирующий прибор (ФИП), используемый для определения места КЗ, счётчики активной и реактивной энергии (Альфа, S_I=3,0 ВА, S_U=3,6 ВА);

в цепях НН трансформаторов – амперметр (Э335, S=0,5 ВА), ваттметр (Д335, S=0,5 ВА), счётчики активной и реактивной энергии (Альфа, S_I=3,0 ВА, S_U=3,6 ВА);

в цепях отходящих присоединений 10 кВ – амперметр (Э335, S=0,5 ВА), счётчики активной и реактивной энергии (Альфа, S_I=3,0 ВА, S_U=3,6 ВА);

на сборных шинах 10 кВ – вольтметр для измерения междуфазного напряжения (Э335, S=2 ВА) и вольтметр с переключением для измерения трёх фазных напряжений (Э335, S=2 ВА).

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (51)$$

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

I_2 – номинальный вторичный ток, А.

Сопротивление приборов, стоящих в цепях линий 110 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{4,5}{5^2} = 0,18 \text{ Ом.}$$

Выбранные выключатели ВГБУ-110-40/2000 оснащаются встроенными

трансформаторами тока ТВ-110 с номинальной вторичной нагрузкой $Z_{2\text{ном}}=1,2$ ВА в классе точности 0,5. Тогда сопротивление соединительных проводов не должно превышать:

$$R_{\text{пр}}=1,2-(0,18+0,1)=0,97 \text{ Ом.}$$

Длина соединительных проводов от ТТ до приборов в цепях РУ 110 кВ принимается равной 60 м [14], следовательно:

$$S_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,97} = 1,8 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение алюминиевого провода равным 4 мм^2 , тогда:

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом};$$

$$Z_2=0,43+0,18+0,1=0,71 \text{ Ом.}$$

Проверка трансформаторов тока 110 кВ показана в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка трансформаторов тока 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=46,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=100 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}}=5,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=35 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=11,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=31,5^2 \cdot 2,06=2044 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_2=0,71 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Сопротивление приборов, стоящих в цепях трансформаторных вводов 10 кВ и в цепях отходящих линий 10 кВ:

$$Z_{\text{приб тр}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{приб л}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Для вводов 10 кВ силовых трансформаторов выбраны опорно-проходные трансформаторы тока ТЛ 10УЗ с $Z_{2\text{ном}}=0,4 \text{ Ом}$ в классе точности 0,5 [5], а для цепей отходящих присоединений 10 кВ – опорные трансформаторы тока ТОЛ–

10У3 с $Z_{2\text{ном}}=0,4$ ВА в классе точности 0,5 [5]:

$$R_{\text{пр}}=0,4-(0,16+0,05)=0,19 \text{ Ом};$$

$$S_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,19} = 0,9 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимается сечение алюминиевого провода 4 мм^2 , тогда

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{тр}}=0,04+0,16+0,05=0,25 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{л}}=0,04+0,14+0,05=0,23 \text{ Ом}.$$

Проверка трансформаторов тока, стоящих в цепях НН силовых трансформаторов выполнена в таблице 18, а трансформаторов тока в цепях отходящих линий 10 кВ – в таблице 19.

Таблица 18 – Проверка ТТ, стоящих в цепях НН силовых трансформаторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=509,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}}=6,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=8,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=31,5^2 \cdot 1,025=1017 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_2=0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Таблица 19 – Проверка ТТ, стоящих в цепях отходящих присоединений 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{сети ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=60 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=100 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{уд}}=6,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=8,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=10^2 \cdot 1,025=102,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_2=0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Из данных, показанных в таблицах 18 и 19, следует, что выбранные измерительные трансформаторы тока 10 кВ полностью соответствуют все

необходимым условиям.

В цепи секционного выключателя устанавливаются те же трансформаторы тока, что и в цепях НН силовых трансформаторов

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности ТН для питания счётчиков принимается равным 0,5. Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения обмоток; по классу точности; по вторичной нагрузке.

Перечень и число приборов подключаемых к трансформаторам напряжения, устанавливаемых на сторонах 110 и 10 кВ, даны в таблице 20.

Таблица 20 – Приборы, питаемые от трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S _{приб.} , ВА	Число приборов	S, ВА
РУ 110 кВ				
Ваттметр	Д335	1,5·2	2	6
Варметр	Д335	1,5·2	2	6
Счётчик	ЕА05	3,6	2	7,2
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	2	6
Итого				25,2
РУ 10 кВ				
Ваттметр	Д335	1,5·2	2	6
Вольтметр для измерения междуфазного напряжения	Э-355	2	2	4
Вольтметр с переключением для измерения трёх фазных напряжений	Э-355	2	2	4
Счётчик	ЕА05	3,6	10	36
Итого				50

Примечание: нагрузки ТН определены с учётом вероятности отказа одного из

двух ТН на каждом уровне номинального напряжения.

Для РУ 110 кВ подстанции выбраны трансформаторы напряжения трёхфазные масляные антирезонансные НАМИ-110У1, класс точности 0,5, а для РУ 10 кВ выбираются трансформаторы напряжения трёхфазные масляные антирезонансные НАМИТ-10-У2 [5], их проверка дана в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка трансформаторов напряжения

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
НАМИ-110		
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{2расч}=25,2 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2ном}=400 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$
НАМИТ-10		
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{2расч}=50 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2ном}=75 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$

Выбранные трансформаторы напряжения отвечают всем предъявляемым требованиям.

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Сечение гибких шин проверяется на нагрев (по допустимому току), на термическое действие тока КЗ, на электродинамическое действие тока КЗ (при $I_{п0} \geq 20 \text{ кА}$) и по условиям короны (при $U \geq 35 \text{ кВ}$) [14].

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются [14], то сечение принимается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах:

$$I_{доп} \geq I_{max}. \quad (52)$$

Максимальная нагрузка на шинах 110 кВ ПС Горнозаводская составляет 228 А (таблица 5 данного проекта). Поэтому, исходя из наименьших допустимых сечений по короне для уровня напряжения 110 кВ, в качестве

гибких шин на стороне ВН подстанции принимаются провода марки АС-70/11, допустимый ток для которых составляет 265 А.

Проверка шин на сжигание не требуется, так как $I_{п0 \max} = 2,32$ кА, что меньше 20 кА.

Проверка выбранного сечения на термическое действие тока КЗ [14]:

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{90} \cdot 10^3, \quad (53)$$

где q_{\min} – минимальное сечение гибких алюминиевых шин по условию термической стойкости;

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{11,2}}{90} \cdot 10^3 = 37 \text{ мм}^2 < q = 70 \text{ мм}^2.$$

Проверку по условиям коронирования можно было бы не проводить, т.к. выбранное сечение превышает минимально допустимое сечение по короне, но с учётом того, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на ВЛ, проверка будет проведена.

Условие проверки [14]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (54)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля;

E – напряжённость электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Напряжённости определяются по следующим формулам [14]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (55)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}}, \quad (56)$$

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

$r_0=5,7 \text{ мм}=0,57 \text{ см}$ – радиус провода АС–70/11;

$D=250 \text{ см}$ – расстояние между фазами на ОРУ 110 кВ;

$$E_0=30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,69 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,57 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,57}} = 24,91 \text{ кВ/см}.$$

Проверка выполнения условия отсутствия короны:

$$1,07E = 1,07 \cdot 24,91 = 26,65 \text{ кВ/см} < 0,9E_0 = 0,9 \cdot 34,69 = 31,22 \text{ кВ/см}.$$

Таким образом, ошиновка ОРУ 110 кВ коронировать не будет.

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины.

Выбор сечения шин производится по допустимому току. Выбранные шины проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. [14; 12]

Для РУ 10 кВ подстанции Горнозаводская по $I_{\max}=509,2 \text{ А}$ выбраны однополосные шины прямоугольного сечения $40 \times 5 \text{ мм}^2$ из алюминиевого сплава АД0 с допустимым током $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$ [4].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{8,9}}{90} \cdot 1000 = 33,1 \text{ мм}^2.$$

Механический расчёт однополосных шин выполняется в соответствии с [14].

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии

изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (57)$$

где W – момент сопротивления шин относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 ;

a – расстояние между соседними фазами, м;

l – пролёт между изоляторами, м.

Для однополосных шин [14]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (58)$$

где b – толщина шины, см;

h – ширина шины, см;

$$W = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,333 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{6600^2 \cdot 2^2}{0,4 \cdot 1,33} = 5,7 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если [14]:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}} \geq \sigma_{\text{расч}}, \quad (59)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин;

$\sigma_{\text{разр}}$ – разрушающее напряжение.

Для шин из алюминия АДО $\sigma_{\text{разр}} = 70 \text{ МПа}$, $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$.

Условия проверки жёстких шин сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка жёстких шин в РУ 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$q_{\min}=33,1 \text{ мм}^2$	$q=200 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$
$\sigma_{\text{расч}}=5,7 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}}=40 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$I_{\max}=509,2 \text{ А}$	$I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$

В РУ шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, которые выбираются по напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются по номинальному току.

Наибольшая расчётная нагрузка на опорный изолятор при горизонтальном расположении изоляторов всех фаз и при расположении шин плашмя:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \quad (60)$$

Расчётная нагрузка на опорные изоляторы для стороны НН [14]:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6600^2 \cdot 2}{0,4} = 38 \text{ Н.}$$

Для РУ 10 кВ выбран опорный изолятор ИО-10-3,75 УЗ [4], имеющий допустимую нагрузку:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (61)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб;

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Расчётная нагрузка на проходной изолятор [14]:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a}; \quad (62)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6600^2 \cdot 2}{0,4} = 19 \text{ Н.}$$

Выбран проходной изолятор ИП-10/630-750УХЛ1 для наружно-внутренней установки [4] с разрушающей нагрузкой $F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7,5 = 4,5$ кН.

Проверка по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = 509,2 \text{ А.}$$

Условия выбора выполнены.

Так как ПС 110/10 кВ Горнозаводская является двухтрансформаторной, то на этой подстанции необходимо установить два трансформатора собственных нужд (ТСН) [14].

Нагрузка трансформаторов собственных нужд определена в таблице 23 согласно [14].

Таблица 23 – Потребители собственных нужд ПС Горнозаводская

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт
Подогрев приводов разъединителей	$0,6 \cdot 10 = 6$
Подогрев релейного шкафа	$1 \cdot 2 = 2$
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ, совмещенного с ОПУ	20
Освещение ОРУ 110 кВ	2
Сумма	30

Установленная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{уст}} = \frac{P_{\text{уст}}}{\cos \phi}; \quad (63)$$

$$\cos \phi = 0,85;$$

$$S_{\text{уст}} = \frac{30}{0,85} = 35,3 \text{ кВА.}$$

Расчётная мощность потребителей собственных нужд [14]:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot S_{\text{уст}}, \quad (64)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot 35,3 = 28,2 \text{ кВА.}$$

Требуемая мощность трансформаторов собственных нужд на подстанциях без постоянного дежурства [14]:

$$S_{\text{т.с.н}} \geq S_{\text{расч}}. \quad (65)$$

Таким образом, на подстанции необходимо установить два трансформатора собственных нужд ТМ–40/10.

Для цепей устанавливаемых ТСН требуется выбрать предохранители.

Максимальный ток в месте установки предохранителя:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМТСН}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}; \quad (66)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.}$$

Выбран плавкий предохранитель ПКТ101-10-3,2-12,5У3 [4]. Проверка выполнения условий выбора предохранителя дана в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выполнения условий выбора предохранителя

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{max}} = 2,3 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3,2 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{по}} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{по}}$

Нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) являются одними из основных элементов подстанции, обеспечивающими защиту оборудования распределительного устройства и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Выбор ОПН производится по следующему условию:

$$U_{\text{нб.раб.ОПН}} \geq U_{\text{нб.раб.сети}}, \quad (67)$$

где $U_{\text{нб.раб.ОПН}}$ – наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ОПН, кВ;

$U_{\text{нб.раб.сети}}$ – наибольшее рабочее сети, кВ;

$$U_{\text{нб.раб.110}} = 1,15 \cdot 110 / \sqrt{3} = 73 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нб.раб.10}} = 1,15 \cdot 10 / \sqrt{3} = 6,64 \text{ кВ}.$$

По значениям наибольших рабочих напряжений выбраны нелинейные ограничители перенапряжений [5]:

– для ОРУ 110 кВ – ОПН-У/TEL-110/77-10УХЛ1 с $U_{\text{нб.раб.ОПН}} = 77 \text{ кВ}$;

– для РУ 10 кВ – ОПН-Т/TEL-10/11,5-10УХЛ2 с $U_{\text{нб.раб.ОПН}} = 11,5 / \sqrt{3} = 6,64 \text{ кВ}$.

кВ.

Проверка основных условий выбора ОПН дана в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка условий выбора ОПН

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
ОПН-У/TEL-110/77-10УХЛ1		
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$U_{\text{нб.раб.сети}} = 73 \text{ кВ}$	$U_{\text{нб.раб.ОПН}} = 77 \text{ кВ}$	$U_{\text{нб.раб.ОПН}} \geq U_{\text{нб.раб.сети}}$
ОПН-Т/TEL-10/11,5-10УХЛ2		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$U_{\text{нб.раб.сети}} = 6,64 \text{ кВ}$	$U_{\text{нб.раб.ОПН}} = 6,64 \text{ кВ}$	$U_{\text{нб.раб.ОПН}} \geq U_{\text{нб.раб.сети}}$

3.3 Молниезащита

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-99». Система молниезащиты ОРУ 110 кВ образована четырьмя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты, которые устанавливаются на линейных и трансформаторных порталах. План подстанции с указанием мест установки молниеотводов приведен в графической части работы. Рассмотрим попарно соседние смежные молниеотводы с определением всех параметров зоны защиты.

Высота устанавливаемых молниеотводов принимается равной 19 м. Расчетными являются высоты линейного портала (11 м) и силового

трансформатора ТМН–6300/110 (5 м).

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}}=0,85 \cdot h, \quad (68)$$

где h – высота молниеотвода;

$$h_{\text{эф}}=0,85 \cdot 19=16,15 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0=(1,1-0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (69)$$

$$r_0=(1,1-0,002 \cdot 19) \cdot 19=20,18 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами №1 и №2:

$$h_{\text{с.г}}=h_{\text{эф}}-(0,17+3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L-h), \quad (70)$$

где L – расстояние между молниеотводами, $L_{12}=35$ м;

$$h_{\text{с.г}}=16,15-(0,17+3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (35-19)=13,34 \text{ м.}$$

Так как L удовлетворяет условию $h=19 \text{ м} < L_{12}=35 \text{ м} < 2h=38 \text{ м}$, то ширина зоны защиты в середине между молниеотводами №1 и №2 на уровне земли:

$$r_{\text{с.0}}=r_0=20,18 \text{ м.}$$

Ширина зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте линейного портала:

$$r_{\text{с.х}} = r_0 \cdot \frac{h_{\text{с.г}} - h_x}{h_{\text{с.г}}}, \quad (71)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, т.е. линейного портала.

$$r_{\text{с.11}}=20,18 \cdot \frac{13,34 - 11}{13,34}=3,54 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте линейного портала возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right); \quad (72)$$

$$r_{11} = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{16,15} \right) = 6,44 \text{ м.}$$

Расчет зон защиты для высоты 5 м:

$$r_{c,5} = 20,18 \cdot \frac{13,34 - 5}{13,34} = 12,6 \text{ м;}$$

$$r_5 = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{5}{16,15} \right) = 13,9 \text{ м.}$$

Для другой пары молниеотводов (№1 и №4) расчёт зон защиты на уровне земли, линейного портала и силового трансформатора проводится аналогично:

$$h_{c,r} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (27 - 19) = 14,74 \text{ м;}$$

$$r'_{c,11} = 20,18 \cdot \frac{14,74 - 11}{14,74} = 5,1 \text{ м;}$$

$$r'_{c,5} = 20,18 \cdot \frac{14,74 - 5}{14,74} = 13,3 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов, построенные в графической части работы, показали следующее:

- на уровне земли территория ОРУ 110 кВ полностью защищена от прямых ударов молнии;
- на высоте 11 м и 5 м все элементы ОРУ 110 кВ находятся внутри соответствующих зон защиты.

3.4 Конструктивные решения

Как уже отмечалось выше, на подстанции Горнозаводская планируется сооружение ОРУ 110 кВ по схеме «мостика с выключателями в цепях линий и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линий».

На подстанции предусматривается проезжая дорога шириной 4 метра.

На выключателях линий предусматривается трёхфазное несинхронное АПВ. Управление разъединителями – автоматическое. Аварийная и предупреждающая сигнализация выполнена с повторностью действия и центральным съёмом сигнала. Питание цепей выпрямленного оперативного тока напряжением 220 В (по напряжению управляющих электромагнитов выключателей) – от силовых выпрямительных устройств ТЧ на УКП и УКПК с индуктивным накопителем. Индуктивный накопитель обеспечивает включение выключателя на короткое замыкание при зависимом питании цепей включения.

Для защиты оборудования от прямых ударов молнии предусмотрена установка молниеотводов.

Защита от волн перенапряжений, приходящих с линии, осуществляется нелинейными ограничителями перенапряжений ОПН.

3.5 Релейная защиты силового трансформатора

Согласно ПУЭ на проектируемых воздушных линиях для защиты от многофазных замыканий должны быть установлены двухступенчатые токовые защиты, первая ступень которых выполняется в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Все линейные выключатели оборудуются устройствами трёхфазного несинхронного АПВ.

Так как на подстанции Горнозаводская устанавливаются два трансформатора мощностью 6,3 МВА, то согласно ПУЭ на этих трансформаторах предусматриваются следующие виды защит [11]:

- для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах – продольную дифференциальную защиту, отстроенную от бросков тока намагничивания (дифференциальная отсечка);

- для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальную токовую защиту (МТЗ) без пуска или с пуском минимального напряжения, устанавливаемую со стороны питания;

– для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – токовую защиту с действием на сигнал с выдержкой времени;

– для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла – газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании;

– для сигнализации о повышении температуры масла ставится термосигнализатор с действием на сигнал.

Дифзащита выполняется на устройстве дифференциально-фазовой защиты трансформатора МРЗС–05–05, для МТЗ выбрано микропроцессорное устройство максимальной токовой защиты трансформатора МРЗС–05–02. Перегрузка обычно является симметричным режимом, характеризующимся появлением больших токов во всех фазах, поэтому защита от перегрузки выполняется на основе данных одного из трансформаторов тока с помощью комплекта защиты от перегрузки, входящего в комплекс микропроцессорной дифференциально-фазовой защиты МРЗС–05–05.

Характеристика защищаемого трансформатора: $S_{\text{ном}}=6,3$ МВА, $U_{\text{ннном}}=11$ кВ, $U_{\text{внном}}=115$ кВ, питание осуществляется со стороны ВН.

Расчет дифференциальной защиты начинается с определения коэффициентов трансформации трансформаторов тока, учитывая схему соединения обмоток силового трансформатора. Это производится следующим образом. Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора соответствующие его номинальной мощности. По этим токам находятся соответственно вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока K_1 и коэффициентов схемы $K_{\text{сх}}$. Расчёт первичных и вторичных токов по сторонам защищаемого трансформатора сведен в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчёт вторичных токов ТТ

	Обозначение и расчётная формула	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ}$	31,6 А	330,7 А
Схема соединения трансформаторов тока		Δ	Y
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	100/5	600/5
Тип трансформатора тока		ТВ-110	ТЛ 10У3
Вторичный ток в цепях защиты, А	$I_{2НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{сх}}{K_I}$	2,737	2,756

Расчет дифференциальной защиты трансформатора целесообразно начинать с дифференциальной отсечки и только в случае ее недостаточной чувствительности переходить к расчету более сложных защит.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из двух условий.

По первому условию отсечка отстраивается от броска апериодического тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з} \geq k_{отс} \cdot I_{НОМ}, \quad (73)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток силового трансформатора со стороны питания;

$k_{отс}=5 \div 7$ – коэффициент отстройки, обусловленный отсутствием в устройстве отсечки защиты МРЗС–05–05 специальных средств отстройки от бросков тока намагничивания.

Таким образом:

$$I_{с.з.} \geq 5 \cdot 31,6 = 158 \text{ А.}$$

Второе условие учитывает отстройку от максимального тока небаланса

$$I_{с.з.} \geq K_n \cdot I_{нб.маx}, \quad (74)$$

где $K_n = 1,3$.

Максимальный ток небаланса определяется следующим образом:

$$I_{нб.маx} = I_{нб.ТТ\ маx} + I_{нб.рег.маx} + I_{нб.комп.маx}, \quad (75)$$

где $I_{нб.ТТ\ маx}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I_{нб.рег.маx}$ – составляющая тока небаланса, вызванная регулированием напряжения на трансформаторе;

$I_{нб.комп.маx}$ – составляющая тока небаланса, вызванная разностью вторичных токов плеч защиты.

Первые две составляющие тока небаланса:

$$I_{нб.ТТ\ маx} = K_{апер.} \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ\ маx}; \quad (76)$$

$$I_{нб.рег.маx} = \Delta u \cdot I_{КЗ\ маx}; \quad (77)$$

где $K_{апер.}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока КЗ из-за наличия в нём апериодической составляющей, $K_{апер.} = 1 \div 2$;

$K_{одн.}$ – коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока, при разных типах ТТ – $K_{одн.} = 1$;

ε – максимальная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;

$I_{КЗ\ маx}$ – максимальное значение тока трехфазного КЗ при КЗ на выводах низшего напряжения силового трансформатора, 2,92 кА (в минимальном

режиме $I_{K3 \min}=2,82$ кА) [17];

Δu – половина суммарного диапазона регулирования напряжения на трансформаторе, $\Delta u=0,16$ для ТМН–6300/110;

$I_{2\text{ном.ВН}}$ и $I_{2\text{ном.НН}}$ – вторичные токи в плечах дифференциальной защиты.

Ток на стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне противоположной питанию:

$$I_{K3.\text{max}}^{(3)} = 2920 \cdot \frac{11}{115} = 266,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб.ТТ max}} = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 266,6 = 34,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб.рег.max}} = 0,16 \cdot 266,6 = 42,7 \text{ А}.$$

Составляющая тока небаланса, вызванная разностью вторичных токов плеч защиты, определяется следующим образом:

$$I_{\text{нб.комп.max}} = \varepsilon \cdot I_{K3 \text{ max}}, \quad (78)$$

где $\varepsilon=0,025$ – относительная погрешность выравнивания токов в плечах дифференциально-фазовой защиты трансформатора МРЗС–05–05;

$$I_{\text{нб.комп.max}} = 0,025 \cdot 266,6 = 6,7 \text{ А}.$$

Первичный ток небаланса:

$$I_{\text{нб.max}} = 34,7 + 42,7 + 6,7 = 84,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,3 \cdot 84,1 = 109,3 \text{ А}.$$

Принимается большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е. $I_{\text{с.з.}} = 110 \text{ А}$.

Чувствительность защиты проверяется по условию:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{K3 \min}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} > 2, \quad (79)$$

где $I_{K3 \min}^{(2)}$ – минимальное значение тока двухфазного КЗ при КЗ на стороне

НН трансформатора;

$$I_{K3\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3\min}; \quad (80)$$

$$I_{K3\text{НН}\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,82 = 2,44 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ в минимальном режиме на стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне противоположной питания:

$$I_{K3.\min}^{(2)} = 2440 \cdot \frac{10,5}{115} = 223 \text{ А.}$$

Следовательно, коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{223}{110} = 2,03 > 2.$$

Таким образом, дифференциальная защита, выполненная на микропроцессорном устройстве дифференциально-фазовой защиты трансформатора МРЗС–05–05, обеспечивает необходимый по ПУЭ коэффициент чувствительности.

Максимальная токовая защита (МТЗ) устанавливается со стороны питания силового трансформатора. Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сам}} \cdot I_{\text{р.макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (81)$$

где $I_{\text{р.макс}}$ – максимальный рабочий ток, А;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надёжности, $1,2 \div 1,3$;

$K_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска, принимается равным $1,25–1,5$;

$K_{\text{в}} = 0,92$ – коэффициент возврата для микропроцессорных защит типа МРЗС–05–02;

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,25 \cdot 1,4}{0,92} \cdot 46,3 = 88,1 \text{ А.}$$

Принят $I_{с.з.}=90$ А.

Чувствительность МТЗ по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (82)$$

где $I_{\text{КЗ min}}^{(2)}$ – минимальное значение тока двухфазного КЗ при КЗ на стороне трансформатора, противоположной питанию;

$$K_{\text{ч}} = \frac{223}{90} = 2,5 > 1,5.$$

Требуемый уровень чувствительности обеспечивается.

Выдержка времени максимальной токовой защиты выбирается на ступень больше максимальной выдержки времени максимальных защит отходящих присоединений, в данном случае $t_{\text{МТЗ}}=0,5$ с.

Защита от перегрузки устанавливается со стороны питания (на стороне 110 кВ трансформатора).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}}{K_{\text{в}}}, \quad (83)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 31,6}{0,92} = 36,1 \text{ А.}$$

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого

действовать на сигнал или отключение. На газовую защиту трансформаторов не должны возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара. При монтаже газовой защиты необходимо соблюсти следующие требования: – для беспрепятственного прохода газов в расширитель должен быть небольшой подъём (1–1,5% у крышки трансформатора и 2–4% у маслопровода) от крышки к расширителю; – нижний конец провода, входящий внутрь трансформатора, должен заделываться с внутренней поверхности крышки, а нижний конец выхлопной трубы вдавливаться внутрь трансформатора; – контрольный кабель, используемый для соединения газового реле с панелью защиты, должен иметь бумажную изоляцию.

К установке принято реле защиты трансформаторов РЗТ-25 производства ООО «ЕССО-Технолоджи». Реле защиты трансформаторов типа РЗТ–25 предназначено для защиты масляных трансформаторов. Реле сигнализирует о следующих неисправностях защищаемого аппарата:

- выделение определённого объёма газа – «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ»;
- утечка масла – «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ», а затем «ОТКЛЮЧЕНИЕ»;
- превышение скорости течения масла установленного порогового значения – «ОТКЛЮЧЕНИЕ».

Преимущества выбранного типа газового реле:

- цельнолитые поплавки со встроенными управляющими магнитами;
- отсутствие механических связей поплавков с другими элементами реле;
- наличие единственного (кроме поплавков) подвижного элемента – напорной пластины, реагирующей на поток масла;
- магнитоуправляемые контакты (герконы) повышенной электрической прочности размещены вместе с соединительными проводами в корпусе контактного узла и полностью изолированы от масла.

Функциональные возможности выбранного реле:

- конструкция реле позволяет произвести осмотр и замену контактного узла без спуска масла и вскрытия реле;

- кнопка опробования обеспечивает проверку работы реле при действии поплавков и отдельно – при действии напорной пластины;
- реле обеспечивают возможность выполнения двух независимых отключающих и двух независимых сигнальных цепей;
- установочные и присоединительные размеры реле позволяют использовать их для замены реле, находящихся в эксплуатации.

Основные технические данные и характеристики:

- срабатывание сигнальных контактов в газовых реле происходит при снижении уровня масла в реле, соответствующем уменьшению объема масла на 100-250 см³;
- срабатывание отключающих контактов происходит раньше достижения границей уровня масла нижнего края отверстия фланца реле;
- уставки по скорости потока масла:
 - в газовом реле - 0,65; 1,0; 1,5 м/с;
 - в струйном реле - 0,9; 1,2; 1,5; 2,0; 2,5 м/с;
- время срабатывания реле при скорости потока масла, превышающей значение уставки в 1,25 раза – не более 0,1 с.

Реле монтируется на соединительном трубопроводе между баком трансформатора и расширительным сосудом. В верхней части реле расположена клеммная коробка с крышкой и узлом крепления сигнального кабеля в металлорукаве. Реле оснащено газоспускным клапаном для отбора пробы накопившихся газов, а также контрольной кнопкой для проверки срабатывания. Конструкция реле позволяет проводить вакуумирование совместно с баком трансформатора.

Реле РЗТ полностью соответствует требованиям стандартов СЭВ 250–76 и ДИН 42566.

4 ПЛАНИРОВАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ИХ ОКУПАЕМОСТЬ

Цель данного раздела работы – расчет эффективности затрат в развитие электрических сетей южной части о. Сахалина, необходимое для повышения надёжности электроснабжения. Данным проектом развития электросети предусматривается создание замкнутой сети 110 кВ, которая объединит подстанции Холмская, Холмск-Южная, Правда, Невельская, Горнозаводская, Анива-2 и Корсаковская. Для осуществления этого проекта необходимо сооружение подстанции 110/10 кВ Анива-2 и двух воздушных линий 110 кВ – Корсаковская–Анива-2 и Анива-2–Горнозаводская, а также сопутствующая реконструкция подстанций Невельская и Горнозаводская. Для оценки эффективности затрат на реализацию проекта ниже определены капиталовложения для осуществления проекта и технико-экономические показатели проекта – издержки, чистый дисконтированный доход и срок окупаемости затрат.

Суммарные капиталовложения определяются по формуле:

$$K=K_{\text{ПС}}+K_{\text{ВЛ}}, \quad (84)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – капитальные вложения в подстанции (реконструкция подстанций Невельская и Горнозаводская, строительство подстанции Анива-2), тыс. руб.;

$K_{\text{ВЛ}}$ – капитальные вложения на сооружение воздушных линий электропередачи, тыс. руб.

Расчёт капитальных вложений на реконструкцию подстанций производится по формуле:

$$K_{\text{ПС}}=(K_{\text{ОРУ}}+K_{\text{тр}}+K_{\text{пост}}) \cdot k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{переоц}}, \quad (85)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных

устройств (ОРУ), приведенные в [15], тыс. руб.;

$K_{\text{тр}}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов [15], тыс. руб.;

$K_{\text{пост}}$ – постоянные затраты на строительство подстанций [15], причем постоянная часть затрат на подстанцию с элегазовыми и вакуумными выключателями открытой установки уменьшается на 40% по сравнению с оборудованием с масляными выключателями, тыс. руб.;

$k_{\text{зон}}=1,3$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость сооружения подстанций на Дальнем Востоке [15];

$k_{\text{изм}}=4,28$ – индекс изменения сметной стоимости капитальных вложений в электроэнергетической отрасли к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г. на I квартал 2016 года [7].

Определяем капиталовложения на реконструкцию ПС Невельская и Горнозаводская и строительство подстанции Анива-2:

$$K_{\text{ПС Н}}=(30000+2\cdot 3700)\cdot 1,3\cdot 4,28=208094 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{ПС Г}}=(30000+2\cdot 3400)\cdot 1,3\cdot 4,28=204755 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{ПС А}}=(30000+2\cdot 3700+0,6\cdot 9000)\cdot 1,3\cdot 4,28=238139 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{ПС}}=19266+204755+238139=650988 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на сооружение ВЛ 110 кВ определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}}=K_{\text{уд}}\cdot L\cdot k_{\text{зон}}\cdot k_{\text{переоц}}, \quad (86)$$

где $K_{\text{уд}}$ – удельная стоимость сооружения ВЛ [15], тыс. руб./км;

L – длина линии, км;

$k_{\text{зон}}=1,4$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость сооружения ВЛ на Дальнем Востоке [15];

Капиталовложения на сооружение ВЛ 110 кВ Корсаковская–Анива-2 и Анива-2–Горнозаводская:

$$K_{\text{ВЛ}}=1170\cdot 30\cdot 1,4\cdot 4,28+1050\cdot 66\cdot 1,4\cdot 4,28=625565 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения на осуществление проекта развития

электрической сети южной части о. Сахалин:

$$K=650988+625565=1276553 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления, т.е. денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции, определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}}=\alpha_{\text{ам}}\cdot K, \quad (87)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – норма ежегодных отчислений на амортизацию.

Норма ежегодных амортизационных отчислений обратно пропорциональна сроку полезного использования оборудования, который принимается на основании классификации основных средств по группам полезного использования:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (88)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы, для силового электрооборудования и распределительных устройств до 150 кВ $T_{\text{сл}}=29$ лет, для ВЛ 110 кВ $T_{\text{сл}}=50$ лет [18].

Ежегодные затраты на капитальный ремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования также зависят от стоимости оборудования:

$$I_{\text{экс}}=\alpha_{\text{экс}}\cdot K, \quad (89)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, для ВЛ 110 кВ $\alpha_{\text{экс}}=0,8\%$, для ПС $\alpha_{\text{экс}}=5,9\%$ [18].

Определяем ежегодные отчисления на амортизацию и эксплуатацию:

$$I_{\text{ам}}=\frac{650988}{29} + \frac{625565}{50}=34959 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс}}=650988\cdot 0,008+625565\cdot 0,059=43413 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения ежегодных затрат на оплату труда персонала необходимо выполнить расчет численности персонала, обслуживающего рассматриваемую часть электрической сети 110 кВ. Данный расчёт показан в таблице 27.

Таблица 27 – Расчёт численности оперативного персонала

Норматив	Показатель	Ед. изм.	Кол-во	Условные единицы, чел./ед.	Нормативная численность, чел.
Нормативная численность оперативного персонала подстанции 110 кВ	Численность на одну ПС 110 кВ	ед.	3	2,6	7,8
Нормативная численность рабочих на ремонт и техническое обслуживание подстанций	Количество: – трансформаторов – присоединений с элегазовым выключателем	ед.	6	2,6/100	0,16
		ед.	9	15/100	1,35
Норматив численности рабочих по обслуживанию воздушных линий	Воздушная линия 110 кВ	км	96	2,6/100	2,5
Итого					11,8

Среднесписочная численность работников с учётом районного повышающего коэффициента $k_p=1,1$ составляет

$$ССЧ=11,8 \cdot 1,1=13 \text{ человек.}$$

Годовой фонд заработной платы ремонтно-эксплуатационных рабочих с учётом отчислений в страховые фонды (ПФР, ФСС, ФФОМС) можно найти следующим образом:

$$\Phi ЗП'_{\text{год}} = ЗП_{\text{год}} \cdot N \cdot 1,30, \quad (90)$$

где $ЗП_{\text{год}}$ – начисленная за год заработная плата для одного работника;

$N=ССЧ=13$ – численность персонала, чел;

1,30 – коэффициент, учитывающий величину общих страховых

отчислений (30%).

Средняя годовая заработная плата одного сотрудника:

$$ЗП_{\text{год}}=12 \cdot ЗП_{\text{ср}}, \quad (91)$$

где $ЗП_{\text{ср}}=51043,9$ руб. – среднемесячная заработная плата работников, занятых в сфере производства и распределения электроэнергии, за февраль 2016 года по Сахалинской области [16];

$$ЗП_{\text{год}}=51043,9 \cdot 12=612527 \text{ руб.};$$

$$\Phi ЗП'_{\text{год}}=612,5 \cdot 13 \cdot 1,30=10351 \text{ тыс. руб.}$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям определяется по формуле

$$C_{\text{пер}}=\frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (92)$$

где I_{Σ} – суммарные издержки, связанные с передачей электроэнергии по сетям, тыс. руб.;

W – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, тыс. кВт·ч;

$$W=(P_{\text{H}}+P_{\text{Г}}+P_{\text{A}}) \cdot T_{\text{нб}}; \quad (93)$$

$$W=(14+5,5+10) \cdot 5000=147500 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные издержки на передачу и распределение электроэнергии складываются из отчислений на амортизацию $I_{\text{ам}}$ и эксплуатацию $I_{\text{экс}}$ оборудования сети, годового фонда заработной платы $\Phi ЗП'_{\text{год}}$ и стоимости потерь электроэнергии $I_{\Delta W}$:

$$I_{\Sigma}=I_{\text{ам}}+I_{\text{экс}}+\Phi ЗП'_{\text{год}}+I_{\Delta W}. \quad (94)$$

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_{\Delta} \cdot \Delta W_{\text{год}}, \quad (95)$$

где $T_{\Delta} = 3,09049$ руб./(кВт·ч) – одноставочный тариф для сетевых организаций, покупающих у ОАО «Сахалинэнерго» электроэнергию для компенсации потерь электроэнергии, на 2 полугодие 2016 г. [6];

$\Delta W_{\text{год}}$ – суммарные потери электроэнергии в сети за год, МВт·ч.

Средние потери электроэнергии за год в трансформаторах рассматриваемых подстанций и сооружаемых ВЛ 110 кВ определяем с использованием результатов расчёта нормального режима работы сети:

$$\Delta W_{\text{год}} = (0,10 + 0,04 + 0,07 + 0,09 + 0,06 + 0,13) \cdot 5000 = 2450 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Стоимость компенсации потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = 3,09049 \cdot 2450 = 7572 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки и величина себестоимости передачи и распределения электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = 34959 + 43413 + 10351 + 7572 = 96295 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{пер}} = \frac{96295}{147500} = 0,65 \text{ руб./}(кВт\cdot\text{ч}).$$

Рассчитанные экономические показатели сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Экономические показатели проекта развития электрической сети

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	34959
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию	$I_{экс}$	тыс. руб.	43413
3	Затраты на компенсацию потерь электроэнергии	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	7572
4	Затраты на оплату труда персонала	ФЗП	тыс. руб.	10351
5	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	96295
6	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	МВт·ч	147500
7	Полная себестоимость одного кВт·ч электроэнергии	C	руб./кВт·ч	0,65
8	Единый (котловой) одноставочный тариф на услуги по передаче электроэнергии по сетям Сахалинской области на 2 полугодие 2016 г. [6]	$T_{п}$	руб./(кВт·ч)	2,09576
9	Стоимость услуг по передаче электроэнергии за год	O_p	тыс. руб.	309125

Для оценки экономической эффективности предлагаемого проекта рассчитывается чистый дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием

чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\Delta_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{лик,t} \quad (97)$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год t без НДС;

K_t – величина инвестиций в год t ;

$K_{лик,t}$ – ликвидная стоимость объекта, руб;

I'_t – суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию.

H_t – ежегодные отчисления налога на прибыль.

Величина ежегодного налога на прибыль находится по формуле

$$H_t = 0,20 \cdot \Pi_{\text{от}} = 0,20 \cdot (O_{pt} - I_{\Sigma t}), \quad (98)$$

где $\Pi_{\text{от}}$ – прибыль от реализации электроэнергии;

$I_{\Sigma t}$ – суммарные ежегодные эксплуатационные расходы.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{20} \frac{\Delta_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{20} (-K_t + O_{pt} - I'_t - H_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (99)$$

где $E=11\%$ – норма дисконтирования, принятая равной ключевой ставке ЦБ РФ.

Принято, что все капиталовложения осуществляются в один год строительства:

$$K_0=0; \quad K_1=K; \quad K_{2..20} = 0.$$

Расчёт ЧДД выполнен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчёт ЧДД

Год, t	K_t	O_{pt}	I'_t	H_t	ЧДД,
	тыс. руб.				
0	1276553	0	0	0	-1276553
1		309125	61336	42566	-1109989
2		309125	61336	42566	-959932
3		309125	61336	42566	-824745
4		309125	61336	42566	-702956
5		309125	61336	42566	-593235
6		309125	61336	42566	-494388
7		309125	61336	42566	-405336
8		309125	61336	42566	-325109
9		309125	61336	42566	-252833
10		309125	61336	42566	-187719
11		309125	61336	42566	-129058
12		309125	61336	42566	-76210
13		309125	61336	42566	-28599
14		309125	61336	42566	14293
15		309125	61336	42566	52935
16		309125	61336	42566	87748
17		309125	61336	42566	119110
18		309125	61336	42566	147365
19		309125	61336	42566	172820
20		309125	61336	42566	195752

Из данных таблицы 29 видно, что в результате осуществления предлагаемого проекта развития электрической сети 110 кВ южного района о. Сахалин будет получен положительный экономический эффект: чистая прибыль с учётом фактора времени за 20 лет составит почти 196 млн. руб. при сроке окупаемости капитальных вложений – 14 лет с начала эксплуатации

реконструированных объектов, что подтверждается рисунком 8, на котором построен график ЧДД.

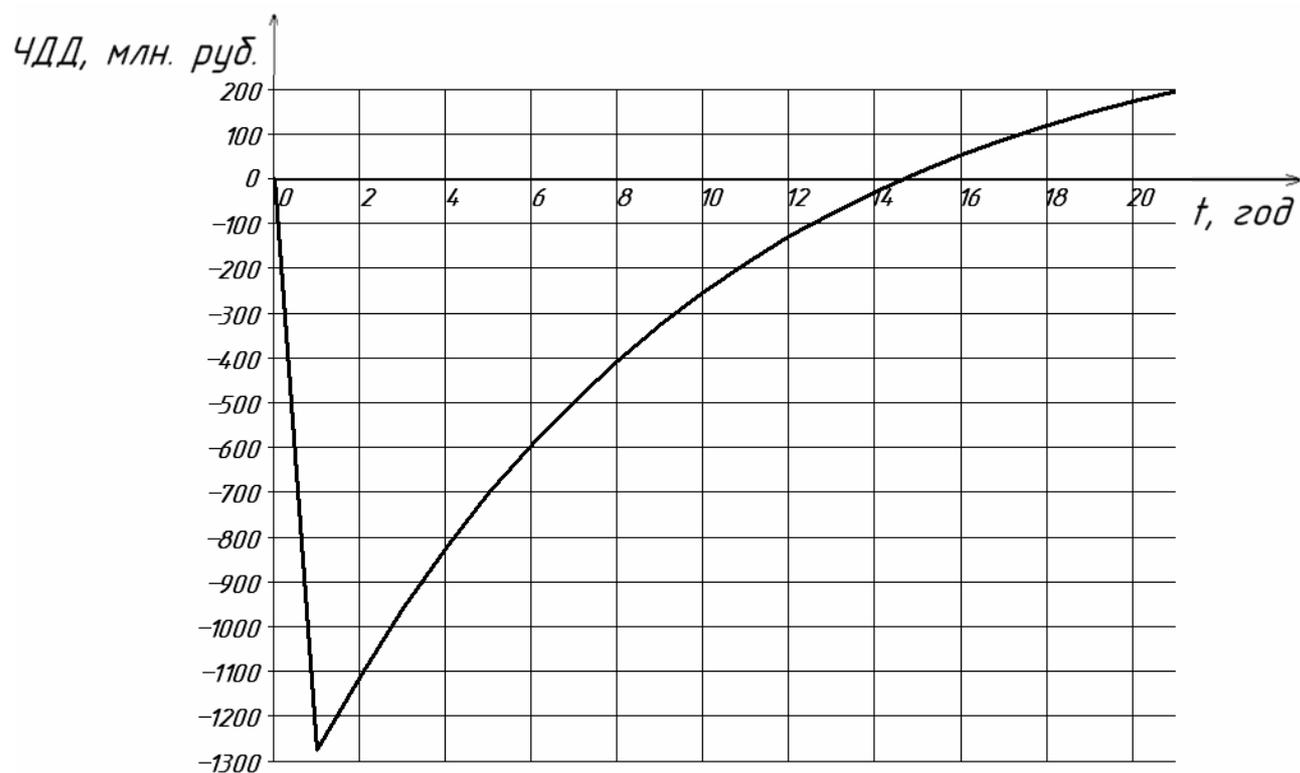


Рисунок 8 – График ЧДД

5 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ

В данной диссертации разработан сценарий развития электрической сети 110 кВ южной части о. Сахалин для повышения надёжности электроснабжения. Существующая радиальная сеть 110 кВ приводится к кольцевому виду, для этого сооружается воздушная линия 110 кВ, одна подстанция 110/10 кВ и проводится реконструкция распределительных устройств двух подстанций. Поэтому ниже рассматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность работ, и рассчитывается заземляющее устройство для реконструируемой подстанции Горнозаводская.

5.1 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ и ответственные за безопасность проведения работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [9; 10]:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость

и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников.

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу V – в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV – в электроустановках напряжением до 1000 В.

В случае отсутствия работников, имеющих право выдачи нарядов и распоряжений, при работах по предотвращению аварий или ликвидации их последствий допускается, выдача нарядов и распоряжений работниками из числа оперативного персонала, имеющими группу IV. Предоставление оперативному персоналу права выдачи нарядов должно быть оформлено письменным указанием руководителя организации.

Ответственный руководитель работ назначается, как правило, при работах в электроустановках напряжением выше 1000 В.

В электроустановках напряжением до 1000 В ответственный руководитель может не назначаться.

Ответственный руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

Ответственными руководителями работ назначаются работники из числа административно-технического персонала, имеющие группу V. В тех случаях, когда отдельные работы (этапы работы) необходимо выполнять под надзором и управлением ответственного руководителя работ, выдающий наряд должен сделать запись об этом в строке «Отдельные указания» наряда.

Ответственный руководитель работ назначается при выполнении работ:
– с использованием механизмов и грузоподъемных машин;

– с отключением электрооборудования, за исключением работ в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей, в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений, на электродвигателях и их присоединениях в РУ;

– на КЛ и КЛС в зонах расположения коммуникаций и интенсивного движения транспорта;

– по установке и демонтажу опор всех типов, замене элементов опор ВЛ;

– в местах пересечения ВЛ с другими ВЛ и транспортными магистралями, в пролетах пересечения проводов в ОРУ;

– по подключению вновь сооруженной ВЛ;

– по изменению схем присоединений проводов и тросов ВЛ;

– на отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой или числом цепей более 2, когда одна или все остальные цепи остаются под напряжением;

– при одновременной работе двух и более бригад;

– по пофазному ремонту ВЛ;

– под наведенным напряжением;

– без снятия напряжения на токоведущих частях с изоляцией человека от земли;

– на оборудовании и установках СДТУ по устройству мачтовых переходов, испытанию КЛС, при работах с аппаратурой НУП (НРП), на фильтрах присоединений без включения заземляющего ножа конденсатора связи.

Необходимость назначения ответственного руководителя работ определяет выдающий наряд, которому разрешается назначать ответственного руководителя работ и при других работах, помимо перечисленных.

Допускающий отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады.

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала, за исключением допуска на ВЛ.

В электроустановках напряжением выше 1000 В допускающий должен иметь группу IV, а в электроустановках до 1000 В – группу III.

Допускающим может быть работник, допущенный к оперативным переключениям распоряжением руководителя организации.

Производитель работ отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям наряда, дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ;

- за четкость и полноту инструктажа членов бригады;

- за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;

- за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений, запирающих устройств;

- за безопасное проведение работы и соблюдение настоящих Правил им самим и членами бригады;

- за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В – группу III, кроме работ в подземных сооружениях, где возможно появление вредных газов, работ под напряжением, работ по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В, подвешенных на опорах ВЛ напряжением выше 1000 В, при выполнении которых производитель работ должен иметь группу IV.

Наблюдающий должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках.

Наблюдающий отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям, предусмотренным в наряде;

– за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;

– за безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим может назначаться работник, имеющий группу III.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является работник, возглавляющий бригаду, который входит в ее состав и должен постоянно находиться на рабочем месте. Его фамилия указывается в строке «Отдельные указания» наряда.

5.2 Защитное заземление подстанции Горнозаводская

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения. Заземление обязательно во всех электроустановках 380 В и выше переменного тока, и 440 В и выше постоянного тока.

В электроустановках заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита с помощью разрядников, искровых промежутков, ОПН, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные

заземлители. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземления не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве искусственных заземлителей используют прутковую круглую сталь диаметром не менее 10 мм (неоцинкованная) и 6 мм (оцинкованная), полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм². Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ выбирается по термической стойкости ($Q_{к,доп} = 400$ градусов Цельсия, $C=70$). Количество заземлителей (уголков, стержней) определяется расчётом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение искусственных заземлителей проводится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой электрооборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5–0,7 метров вдоль электрооборудования и в поперечном направлении, т.е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое электрооборудование.

Если на заземлитель подать потенциал, то в точках земли, расположенных в непосредственной близости от него, возникнут потенциалы, измеряемые относительно удалённой точки. С удалением от места расположения заземлителя потенциал уменьшается (зависимость обратно пропорциональна расстоянию) и в удалённых точках близок к нулю. Таким образом, в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удалённые от заземлителя (обычно достаточно расстояния в несколько десятков метров).

Крутизна кривой распределения потенциалов зависит от проводимости грунта: чем меньше проводимость грунта, тем более плотную форму имеет кривая, тем дальше расположены точки нулевого потенциала.

Сопротивление, которое оказывает току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растекания. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление

заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нём влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоёв земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоёв с различным сопротивлением и с практически горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно, в верхнем слое до глубины примерно 3 метров наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменением температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы после его сооружения не пришлось осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Чаше они проводятся в тёплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или при промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5–0,7 метров. При этом способе сопротивление заземлителя относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в зимнее время в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины.

Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуют принимать длину вертикальных стержневых электродов 2–5 метров, а электродов из стального уголка 2,5–3 метров. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5–0,7 метров, приваренными к верхним концам вертикальных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга. Это вызывает экранирование, приводящее к относительному уменьшению объёма грунта при растекании тока с каждого электрода, и увеличивает сопротивление заземлителя.

Увеличение числа вертикальных электродов при тех же размерах ряда или контура приводит к незначительному уменьшению сопротивления растекания. Заземлитель может быть простым или сложным. Простой заземлитель выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Расчёт простых заземлителей ведётся методом коэффициента использования.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчёта допускает замену сложного заземлителя с примерно одинаковым размещением электродов квадратной расчётной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителей, общей длины заземлителя, горизонтальных полос и глубины их заложения, числа и длины вертикальных заземлителей.

На подстанции Горнозаводская в качестве горизонтальных проводников принимается полосовая сталь 40×4 мм, которая прокладывается на глубине 0,5 м. В качестве вертикальных проводников приняты стальные прутки с длиной $l_{в}$,

равной 5 метрам. Сетка заземляющего устройства показана на рисунке 9.

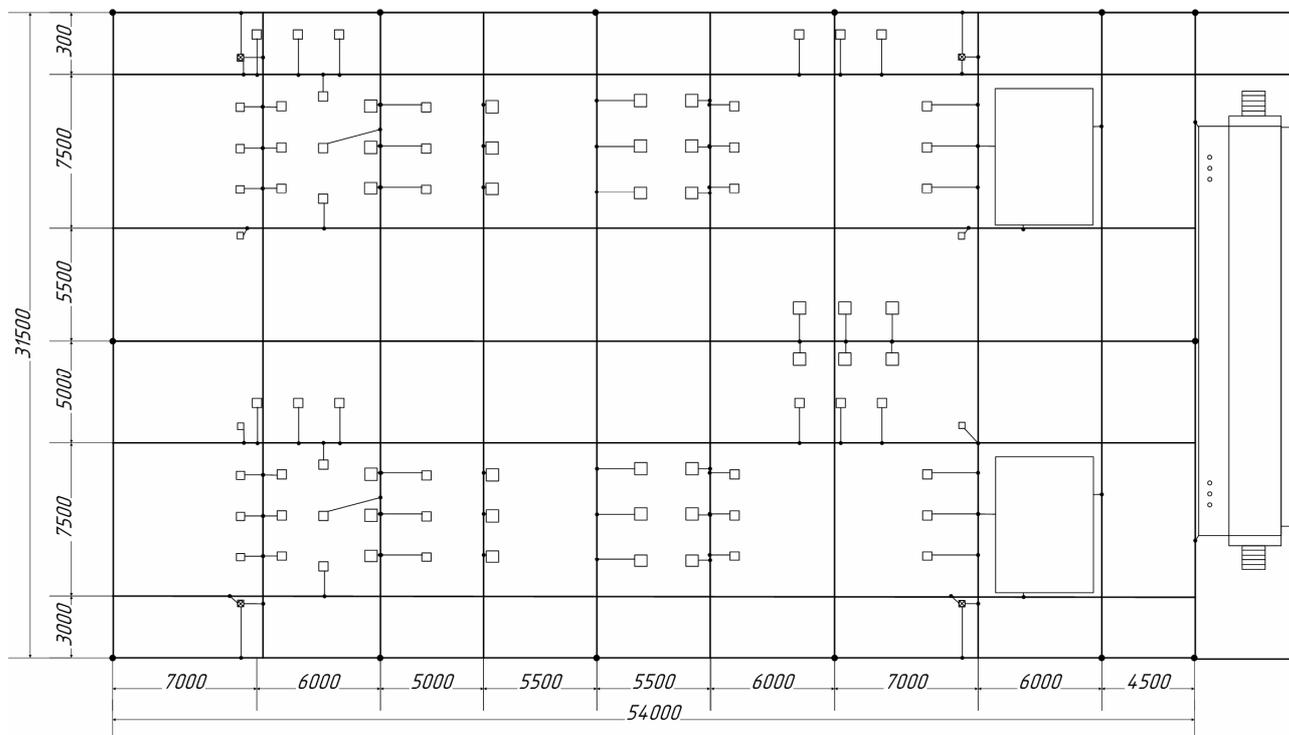


Рисунок 9 – Плана заземляющего устройства ПС Горнозаводская

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземлённой нейтралью должны выполняться с учётом сопротивления $R_3 \leq 0,5$ Ом или допустимого напряжения прикосновения. Расчёт по допустимому сопротивлению приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площадью, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины R_3 . В момент прикосновения человека к заземлённому оборудованию, находящемуся под потенциалом, часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека $R_{ч}$ (1000 Ом) и сопротивлением растеканию тока от ступней в землю R_c . На тело человека фактически будет действовать напряжение:

$$U_{ч} = U_{пр} - U_c = U_{пр} - I_{ч} \cdot R_c, \quad (100)$$

где $U_{пр}$ – напряжение прикосновения, В;

U_c – падение напряжения в сопротивлении растеканию с двух ступней человека в землю, В.

Сопротивление растеканию с двух ступней человека в землю находится по выражению [14]:

$$R_c = \frac{\rho_1}{8 \cdot 0,08} = 1,5 \cdot \rho_1, \quad (101)$$

где $\rho_1 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли [14; 13];

$$R_c = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом}.$$

По расчётной длительности воздействия тока на человека $\tau_b = 2,06 \text{ с}$ определяется величина допустимого тока: $I_{\text{ч}} = 65 \text{ мА}$ [14].

Зная допустимый ток, можно найти допустимое напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.доп}} \leq I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{ч}} + U_c = I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{ч}} + I_{\text{ч}} \cdot R_c; \quad (102)$$

$$U_{\text{пр.доп}} \leq 0,065 \cdot 1000 + 0,065 \cdot 150 = 74,75 \text{ В}.$$

По наибольшему допустимому напряжению прикосновения определяется напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}}, \quad (103)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент напряжения прикосновения, определяемый для сложных заземлителей по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B L_{\Gamma}}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (104)$$

где $M = 0,36$ – параметр, зависящий от отношения удельных сопротивлений

верхнего и нижнего слоёв грунта $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{100}{200} = 0,5$ [14];

l_b – длина вертикального заземлителя, м;

L_r – длина горизонтальных заземлителей, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

S – площадь заземляющего устройства, м²;

β – коэффициент, определяемый по формуле:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}; \quad (105)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 150} = 0,87.$$

Площадь заземляющего устройства определена в соответствии с рисунком 9:

$$S = A \cdot B, \quad (106)$$

где $A = 52$ м – длина сетки заземляющего устройства;

$B = 32$ м – ширина сетки заземляющего устройства.

$$S = 52 \cdot 32 = 1664 \text{ м}^2.$$

Общая длина горизонтальных полос заземлителя в соответствии с сеткой заземляющего устройства $L_r = 664$ м (рисунок 9), тогда коэффициент напряжения прикосновения и напряжение на заземлителе:

$$k_{\text{п}} = \frac{0,36 \cdot 0,87}{\left(\frac{5 \cdot 664}{6 \cdot \sqrt{1664}} \right)^{0,45}} = 0,097;$$

$$U_3 = \frac{74,75}{0,097} = 770,6 \text{ В, что не превышает допустимые } 10 \text{ кВ.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.доп} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (107)$$

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя при однофазном КЗ, $I_3=0,777$ кА.

$$R_{з.доп} = \frac{770,6}{777} = 0,992 \text{ Ом.}$$

Количество ячеек по сторонам квадрата при представлении площади подстанции квадратной моделью со стороной \sqrt{S} :

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1; \quad (108)$$

$$m = \frac{664}{2\sqrt{1664}} - 1 = 7,14,$$

полученное значение округляется в большую сторону: $m=8$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (109)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1664} \cdot (8 + 1) = 734,3 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}; \quad (110)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{1664}}{\frac{6}{5} \cdot 5} = 27,2;$$

принимается $n_B=27$.

Для определения стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки используется формула:

$$R_{ст} = \rho_э \cdot \left(\frac{A_{Г.В.}}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (111)$$

где $\rho_э$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A_{Г.В.}$ – коэффициент, учитывающий поправку на взаимное экранирование проводников горизонтального и вертикального заземлителей.

Значение коэффициента $A_{Г.В.}$ зависит от соотношения l_B/\sqrt{S} .

По [19] при $l_B/\sqrt{S} = 5/\sqrt{1664} = 0,123$ определено:

$$A_{Г.В.} = 0,36.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта можно найти по выражению [13]:

$$\rho_э = \frac{l_B + h_3}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}, \quad (112)$$

где h_3 – глубина заложения заземлителя;

h_1 и h_2 – толщина первого и второго слоев грунта;

$$\rho_э = \frac{5 + 0,5}{\frac{1,5}{100} + \frac{5}{200}} = 137,5 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$R_{ст} = 137,5 \cdot \left(\frac{0,36}{\sqrt{1664}} + \frac{1}{734,3 + 27 \cdot 5} \right) = 1,372 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (113)$$

где $\alpha_{и}$ – импульсный коэффициент.

Импульсный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{з} + 320) \cdot (I_{м} + 45)}}, \quad (114)$$

где $I_{м}$ – ток молнии, среднее значение которого можно найти согласно [13] по формуле:

$$I_{м} = 20 + 0,32(h_{оп} - 20); \quad (115)$$

$$I_{м} = 20 + 0,32 \cdot (41 - 20) = 26,72 \text{ кА.}$$

Импульсный коэффициент и импульсное сопротивление заземлителя:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1664}}{(137,5 + 320) \cdot (26,72 + 45)}} = 1,366;$$

$$R_{и} = 1,372 \cdot 1,366 = 1,874 \text{ Ом.}$$

Полученное значение $R_{и}$ сравнивается с допустимым сопротивлением $R_{з, доп}$, полученным с учётом допустимого напряжения прикосновения:

$$R_{и} = 1,874 \text{ Ом} > R_{з, доп} = 0,992 \text{ Ом,}$$

следовательно, требования, предъявляемые ПУЭ, не выполняются.

Напряжение прикосновения также превышает допустимое:

$$U_{пр} = k_{п} \cdot I_{з} \cdot R_{и}; \quad (116)$$

$$U_{пр} = 0,097 \cdot 777 \cdot 1,874 = 141,2 \text{ В} > U_{пр доп} = 74,75 \text{ В.}$$

Поэтому для снижения $U_{пр}$ необходимо использовать подсыпку гравия толщиной 0,2 м в рабочих местах. Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет $\rho_{в.с.} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [14], тогда:

$$B' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18;$$

$$k_n' = \frac{0,36 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 664}{6 \cdot \sqrt{1664}} \right)^{0,45}} = 0,020.$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,5 м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и значение M остаются неизменными. Следовательно, напряжение на заземлителе и допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$U_3' = \frac{74,75}{0,020} = 3737,5 \text{ В, что меньше допустимых } 10 \text{ кВ};$$

$$R'_{з,доп} = \frac{3737,5}{777} = 4,81 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения после подсыпки гравия:

$$U'_{пр} = 0,020 \cdot 777 \cdot 1,874 = 29,1 \text{ В.}$$

Таким образом:

$$R_n = 1,874 \text{ Ом} < R'_{з,доп} = 4,81 \text{ Ом,}$$

$$U'_{пр} = 29,1 \text{ В} < U_{пр доп} = 74,75 \text{ В.}$$

Следовательно, подсыпка гравием на территории подстанции Горнозаводская является необходимым и достаточным средством для удовлетворения требований ПУЭ к сопротивлению заземляющего устройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации выполнен анализ электрических сетей Южного района острова Сахалин, на основе которого предложен проект развития сетей 110 кВ для повышения надёжности электроснабжения рассматриваемого района острова.

Проектом развития предусматривается сооружение одноцепной воздушной линии 110 кВ Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская и подстанции 110/10 кВ Анива-2, а также сопутствующая реконструкция подстанций Невельская и Горнозаводская с изменением схем распределительных устройств 110 кВ и заменой электрооборудования и силовых трансформаторов.

Рассматриваемая ВЛ 110 кВ Корсаковская–Анива-2–Горнозаводская и реконструируемая подстанция 110/10 кВ Горнозаводская спроектированы в соответствии с действующими нормами и правилами, выполнение которых обеспечивает безопасное обслуживание линий электропередачи 110 кВ и подстанций с высшим уровнем напряжения 110 кВ, включая правила взрыво- и пожаробезопасности, и не вызывает глобальных экологических воздействий на окружающую среду. Рассматриваемая линия выполнена на металлических опорах проводами АС–185/29 и АС–150/24.

В работе было выполнено подробное проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ Горнозаводская, в том числе разработана систем релейной защиты силовых трансформаторов на современной микропроцессорной базе. Также для подстанции спроектирована система молниезащиты, выполненная четырьмя молниеотводами, и рассчитано заземляющее устройство.

В экономическом разделе была проведена оценка эффективности инвестиционного проекта. Расчёты показали, что приток денежных средств за 20 лет составит 196 млн. руб., а срок окупаемости – 14 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алексеев, О. П. Автоматика электроэнергетических систем: Учеб. пособие для вузов / О. П. Алексеев, В. Е. Казанский, В. Л. Козис [и др.]; под ред. В. Л. Козиса и Н. И. Овчаренко. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 480 с., ил.

2 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В. А. Андреев. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.: ил.

3 Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебное пособие / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев; под ред. А. Ф. Дьякова. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 296 с., ил.

4 Беркович, М. А. Основы техники релейной защиты: Учеб. для техникумов / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семёнов. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с., ил.

5 Железко, Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 280 с.: ил.

6 Киреева, Э. А. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах электроснабжения: Справочные материалы и примеры расчётов / Э. А. Киреева, Т. Юнес, М. Айюби. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 320 с.: ил.

7 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.

8 Новое электрооборудование в системах электроснабжения / Справочник. Составитель – Ополева Г. Н. – Иркутск: Изд-во Иркутского государственного университета, 2003. – 194 с.

9 Открытое Акционерное Общество «Сахалинэнерго» — Сахалинская область. [Электронный ресурс]: Тарифы на электро- и теплоэнергию для юр.лиц. – Режим доступа: <http://www.sahen.elektra.ru/page.php?id=144>. –

10.05.2016 г.

10 Письмо министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 19.02.2016 г. №4688–ХМ/05. Рекомендуемые к применению в I квартале 2016 года индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексах изменения сметной стоимости оборудования, 29 с.

11 Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. пособие для вузов / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск: «Вышэйшая школа», 1988. – 308 с.: ил.

12 ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 216 с.

13 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1997.

14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – СПб.: Издательство ДЕАН., 2002. – 928 с.

15 Приказ Минэнерго России от 23.06.2015 №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

16 Прогноз стоимости строительства до 2011 года по данным Минэкономразвития для объектов энергетики.

17 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. – 141 с.

18 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

19 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнева, Т. В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

20 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.

21 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.: ил.

22 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение / под общ. ред. А. А. Фёдорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

23 Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций за февраль 2016 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sakhalinstat.gks.ru>. – 05.05.2016 г.

24 Ставка рефинансирования | Банк России [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm. – 06.05.2016 г.

25 Стратегия развития энергосистемы Сахалинской области на период 2007–2015 гг. с перспективой до 2020 года. Москва, 2007.

26 Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2006. – 200 с.

27 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 32 с.

28 Федеральная налоговая служба [Электронный ресурс]. Налог на прибыль организаций. – Режим доступа: http://www.nalog.ru/ul/ul_pr_org. – 06.05.2016 г.

29 Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем: Учеб.

пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.

30 Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. – В 3-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / Н. Н. Кожевников [и др.]; под ред. А. И. Барановского, Н. Н. Кожевникова, Н. В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 1998. – 368 с.: ил.

31 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А. И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – Москва: издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт нормального режима работы сети

Удельные сопротивления и проводимости линий:

$$z_{\text{уд.240.220}} := (0.121 + j 0.435) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.240.220}} := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.240}} := (0.12 + j 0.405) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.240}} := 2.81 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.185}} := (0.162 + j 0.413) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.185}} := 2.75 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.150}} := (0.198 + j 0.420) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.150}} := 2.70 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.120}} := (0.249 + j 0.427) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.120}} := 2.66 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.95}} := (0.306 + j 0.434) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.95}} := 2.61 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.70}} := (0.428 + j 0.444) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \qquad b_{\text{уд.70}} := 2.55 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{\text{уд.150.35}} := (0.198 + j 0.406) \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Длины линий:

$$\begin{pmatrix} L_{\text{ХХЮ}} \\ L_{\text{ХЮП}} \\ L_{\text{ПН}} \\ L_{\text{ГН}} \\ L_{\text{АГ}} \\ L_{\text{КА}} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 10.7 \\ 18.3 \\ 34.7 \\ 14.1 \\ 66 \\ 30 \end{pmatrix} \text{ км}$$

Сопротивления линий:

$$Z_{\text{ХХЮ}} := z_{\text{уд.240}} \cdot L_{\text{ХХЮ}} \qquad Z_{\text{ХХЮ}} = 1.28 + 4.33i \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ХЮП}} := z_{\text{уд.185}} \cdot L_{\text{ХЮП}} \qquad Z_{\text{ХЮП}} = 2.96 + 7.56i \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ПН}} := z_{\text{уд.185}} \cdot L_{\text{ПН}} \qquad Z_{\text{ПН}} = 5.62 + 14.33i \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Сопротивления линий:

$$\begin{aligned} Z_{ГН} &:= z_{уд.95} \cdot L_{ГН} & Z_{ГН} &= 4.31 + 6.12i \text{ Ом} \\ Z_{АГ} &:= z_{уд.150} \cdot L_{АГ} & Z_{АГ} &= 13.07 + 27.72i \text{ Ом} \\ Z_{КА} &:= z_{уд.185} \cdot L_{КА} & Z_{КА} &= 4.86 + 12.39i \text{ Ом} \end{aligned}$$

Зарядные мощности линий рассчитываются по формуле:

$$Q_c = \frac{1}{2} U_{ном}^2 \cdot b_{уд} \cdot L \cdot n_{цеп}$$

$$U_{ном} := 110 \text{ кВ}$$

Зарядные мощности линий:

$$\begin{aligned} Q_{с.ХХЮ} &:= 0.5 b_{уд.240} \cdot L_{ХХЮ} \cdot U_{ном}^2 & Q_{с.ХХЮ} &= 0.18 \text{ Мвар} \\ Q_{с.ХЮП} &:= 0.5 b_{уд.185} \cdot L_{ХЮП} \cdot U_{ном}^2 & Q_{с.ХЮП} &= 0.3 \text{ Мвар} \\ Q_{с.ПН} &:= 0.5 b_{уд.185} \cdot L_{ПН} \cdot U_{ном}^2 & Q_{с.ПН} &= 0.58 \text{ Мвар} \\ Q_{с.ГН} &:= 0.5 b_{уд.95} \cdot L_{ГН} \cdot U_{ном}^2 & Q_{с.ГН} &= 0.22 \text{ Мвар} \\ Q_{с.АГ} &:= 0.5 b_{уд.150} \cdot L_{АГ} \cdot U_{ном}^2 & Q_{с.АГ} &= 1.08 \text{ Мвар} \\ Q_{с.КА} &:= 0.5 b_{уд.185} \cdot L_{КА} \cdot U_{ном}^2 & Q_{с.КА} &= 0.5 \text{ Мвар} \end{aligned}$$

Параметры трансформаторов:

$$Z := 0.5 \begin{bmatrix} 7.95 + j 139 \\ (14.7 + j 220.4) \cdot 2 \\ 7.95 + j 139 \\ 14.7 + j 220.4 \\ 7.95 + j 139 \end{bmatrix} \text{ Ом} \quad \Delta S_{ХХ} := 2 \begin{bmatrix} 14 + j 70 \\ (11.5 + j 50.4) \cdot 0.5 \\ 14 + j 70 \\ 11.5 + j 50.4 \\ 14 + j 70 \end{bmatrix} \text{ кВА}$$

$$K := \begin{pmatrix} 115 \div 11 \\ 115 \div 6.6 \\ 115 \div 11 \\ 115 \div 11 \\ 115 \div 11 \end{pmatrix}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Максимальные нагрузки подстанций:

$$S := \begin{pmatrix} 9.5 + j \cdot 3.8 \\ 3 + j \cdot 1.2 \\ 14 + j \cdot 5.6 \\ 5.5 + j \cdot 2.2 \\ 10 + j \cdot 4 \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Приведённые нагрузки в узлах, т.е. с учётом потерь мощности в трансформаторах:

$$\frac{|(S_k)^2|}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_k + \Delta S_{\text{XX}_k} = \begin{pmatrix} 0.06 + 0.74i \\ 0.02 + 0.24i \\ 0.1 + 1.45i \\ 0.04 + 0.42i \\ 0.07 + 0.81i \end{pmatrix} \text{ МВА} \quad \frac{|(S_k)^2|}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_k = \begin{pmatrix} 0.03 + 0.6i \\ 0.01 + 0.19i \\ 0.07 + 1.31i \\ 0.02 + 0.32i \\ 0.04 + 0.67i \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр}_k} := S_k + \frac{|(S_k)^2|}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_k + \Delta S_{\text{XX}_k} \quad S_{\text{пр}} = \begin{pmatrix} 9.56 + 4.54i \\ 3.02 + 1.44i \\ 14.1 + 7.05i \\ 5.54 + 2.62i \\ 10.07 + 4.81i \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Расчётные мощности узлов, т.е. с учётом зарядных мощностей, подтекающих к узлу:

$$S_{p_k} := S_{\text{пр}_k} - j \begin{pmatrix} Q_{c.X\text{Ю}\Pi} + Q_{c.XX\text{Ю}} \\ Q_{c.X\text{Ю}\Pi} + Q_{c.\Pi\text{H}} \\ Q_{c.\Pi\text{H}} + Q_{c.\Gamma\text{H}} \\ Q_{c.\Gamma\text{H}} + Q_{c.A\Gamma} \\ Q_{c.KA} + Q_{c.A\Gamma} \end{pmatrix}_k \quad S_p = \begin{pmatrix} 9.56 + 4.05i \\ 3.02 + 0.56i \\ 14.1 + 6.25i \\ 5.54 + 1.32i \\ 10.07 + 3.23i \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Потоки мощности без учёта потерь:

$$S_{XXю} := \frac{S_{p_1} \cdot (\overline{Z_{XюП} + Z_{ПН} + Z_{ГН} + Z_{АГ} + Z_{КА}}) + S_{p_2} \cdot (\overline{Z_{ПН} + Z_{ГН} + Z_{АГ} + Z_{КА}}) + S_{p_3} \cdot (\overline{Z_{ГН} + Z_{АГ} + Z_{КА}}) + S_{p_4} \cdot (\overline{Z_{АГ} + Z_{КА}}) + S_{p_5} \cdot (\overline{Z_{КА}})}{(\overline{Z_{XXю} + Z_{XюП} + Z_{ПН} + Z_{ГН} + Z_{АГ} + Z_{КА}})}$$

$$S_{XXю} = 25.31 + 9.94i \text{ МВт}$$

$$S_{КА} := \frac{S_{p_1} \cdot (\overline{Z_{XXю}}) + S_{p_2} \cdot (\overline{Z_{XXю} + Z_{XюП}}) + S_{p_3} \cdot (\overline{Z_{XXю} + Z_{XюП} + Z_{ПН}}) \dots + S_{p_4} \cdot (\overline{Z_{XXю} + Z_{XюП} + Z_{ПН} + Z_{ГН}}) \dots + S_{p_5} \cdot (\overline{Z_{XXю} + Z_{XюП} + Z_{ПН} + Z_{ГН} + Z_{АГ}})}{(\overline{Z_{XXю} + Z_{XюП} + Z_{ПН} + Z_{ГН} + Z_{АГ} + Z_{КА}})}$$

$$S_{КА} = 16.99 + 5.47i \text{ МВт}$$

$$S_{XXю} + S_{КА} = 42.30 + 15.41i \text{ МВт}$$

$$S_{p_1} + S_{p_2} + S_{p_3} + S_{p_4} + S_{p_5} = 42.3 + 15.41i \text{ МВт}$$

$$S_{XюП} := S_{XXю} - S_{p_1}$$

$$S_{XюП} = 15.75 + 5.88i \text{ МВт}$$

$$S_{ПН} := S_{XюП} - S_{p_2}$$

$$S_{ПН} = 12.72 + 5.32i \text{ МВт}$$

$$S_{НГ} := S_{ПН} - S_{p_3}$$

$$S_{НГ} = -1.38 - 0.92i \text{ МВт}$$

$$S_{АГ} := S_{КА} - S_{p_5}$$

$$S_{АГ} = 6.92 + 2.24i \text{ МВт}$$

$$S_{ГН} := S_{АГ} - S_{p_4}$$

$$S_{ГН} = 1.38 + 0.92i \text{ МВт}$$

Потоки мощности на участках с учётом потерь:

$$S_{ПН.к} := S_{ПН}$$

$$S_{ПН.к} = 12.72 + 5.32i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ПН} := \frac{|S_{ПН.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{ПН}$$

$$\Delta S_{ПН} = 0.09 + 0.23i \text{ МВА}$$

$$S_{ПН.н} := S_{ПН.к} + \Delta S_{ПН}$$

$$S_{ПН.н} = 12.81 + 5.55i \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Потоки мощности на участках с учётом потерь:

$$\begin{aligned}
 S_{X_{ЮП.к}} &:= S_{p_2} + S_{ПН.н} & S_{X_{ЮП.к}} &= 15.84 + 6.11i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{X_{ЮП}} &:= \frac{|S_{X_{ЮП.к}}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{X_{ЮП}} & \Delta S_{X_{ЮП}} &= 0.07 + 0.18i \text{ МВА} \\
 S_{X_{ЮП.н}} &:= S_{X_{ЮП.к}} + \Delta S_{X_{ЮП}} & S_{X_{ЮП.н}} &= 15.91 + 6.29i \text{ МВА} \\
 S_{XX_{Ю.к}} &:= S_{p_1} + S_{X_{ЮП.н}} & S_{XX_{Ю.к}} &= 25.47 + 10.34i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{XX_{Ю}} &:= \frac{|S_{XX_{Ю.к}}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{XX_{Ю}} & \Delta S_{XX_{Ю}} &= 0.08 + 0.27i \text{ МВА} \\
 S_{XX_{Ю.н}} &:= S_{XX_{Ю.к}} + \Delta S_{XX_{Ю}} & S_{XX_{Ю.н}} &= 25.55 + 10.61i \text{ МВА} \\
 S_{ГН.к} &:= S_{ГН} & S_{ГН.к} &= 1.38 + 0.92i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{ГН} &:= \frac{|S_{ГН.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{ГН} & \Delta S_{ГН} &= 0 + 0i \text{ МВА} \\
 S_{ГН.н} &:= S_{ГН.к} + \Delta S_{ГН} & S_{ГН.н} &= 1.38 + 0.92i \text{ МВА} \\
 S_{АГ.к} &:= S_{ГН.н} + S_{p_4} & S_{АГ.к} &= 6.92 + 2.24i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{АГ} &:= \frac{|S_{АГ.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{АГ} & \Delta S_{АГ} &= 0.06 + 0.12i \text{ МВА} \\
 S_{АГ.н} &:= S_{АГ.к} + \Delta S_{АГ} & S_{АГ.н} &= 6.98 + 2.36i \text{ МВА} \\
 S_{КА.к} &:= S_{АГ.н} + S_{p_5} & S_{КА.к} &= 17.05 + 5.59i \text{ МВА} \\
 \Delta S_{КА} &:= \frac{|S_{КА.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{КА} & \Delta S_{КА} &= 0.13 + 0.33i \text{ МВА} \\
 S_{КА.н} &:= S_{КА.к} + \Delta S_{КА} & S_{КА.н} &= 17.18 + 5.92i \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_K := 115 \text{ кВ}$$

$$U_K = 115 \text{ кВ}$$

$$U_X := 115 \text{ кВ}$$

$$U_X = 115 \text{ кВ}$$

$$U_1 := U_X - \frac{\overline{S_{XXю.н}}}{U_X} \cdot Z_{XXю} \quad U_1 = 114.31 - 0.84i \text{ кВ} \quad |U_1| = 114.3 \text{ кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{XюП.н}}}{U_1} \cdot Z_{XюП} \quad U_2 = 113.48 - 1.73i \text{ кВ} \quad |U_2| = 113.49 \text{ кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \frac{\overline{S_{ПН.н}}}{U_2} \cdot Z_{ПН} \quad U_3 = 112.12 - 3.05i \text{ кВ} \quad |U_3| = 112.17 \text{ кВ}$$

$$U_5 := U_K - \frac{\overline{S_{КА.н}}}{U_K} \cdot Z_{КА} \quad U_5 = 113.64 - 1.6i \text{ кВ} \quad |U_5| = 113.65 \text{ кВ}$$

$$U_4 := U_5 - \frac{\overline{S_{АГ.н}}}{U_5} \cdot Z_{АГ} \quad U_4 = 112.24 - 3.01i \text{ кВ} \quad |U_4| = 112.28 \text{ кВ}$$

$$U'_3 := U_4 - \frac{\overline{S_{ГН.н}}}{U_4} \cdot Z_{ГН} \quad U'_3 = 112.13 - 3.05i \text{ кВ} \quad |U'_3| = 112.17 \text{ кВ}$$

$$\frac{|U'_3| - |U_3|}{|U_3|} = 0.01 \%$$

Сравнение полученных значений напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с номинальным:

$$\frac{|U_k| - U_{НОМ}}{|U_{НОМ}|} = \begin{pmatrix} 3.93 \\ 3.18 \\ 1.97 \\ 2.07 \\ 3.32 \end{pmatrix} \%$$

Погрешности меньше 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Значения потоков мощностей, втекающих в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН} := S_{пр} - \Delta S_{xx} \qquad S_{ВН} = \begin{pmatrix} 9.53 + 4.4i \\ 3.01 + 1.39i \\ 14.07 + 6.91i \\ 5.52 + 2.52i \\ 10.04 + 4.67i \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведённые к стороне ВН:

$$U_{НН.ВН_k} := |U_k| - \operatorname{Re} \left(\frac{\overline{S_{ВН_k}}}{|U_k|} Z_k \right) \qquad U_{НН.ВН} = \begin{pmatrix} 111.3 \\ 110.4 \\ 107.4 \\ 109.4 \\ 110.4 \end{pmatrix} \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций:

$$U_{НН_k} := \frac{U_{НН.ВН_k}}{K_k} \qquad U_{НН} = \begin{pmatrix} 10.65 \\ 6.34 \\ 10.27 \\ 10.47 \\ 10.56 \end{pmatrix} \text{ кВ}$$

Регулирование напряжения на низких сторонах подстанций до значений $U_{жел.НН_k} := 10.6 \text{ кВ}$ и $U_{жел.НН_2} := 6.36 \text{ кВ}$.

Желаемые коэффициенты трансформации:

$$K_{жел_k} := \frac{U_{НН.ВН_k}}{U_{жел.НН_k}} \qquad K_{жел} = \begin{pmatrix} 10.5 \\ 17.36 \\ 10.13 \\ 10.32 \\ 10.42 \end{pmatrix}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт нормального режима работы сети

Требуемые номера отпаяк РПН и их округление до ближайших возможных стандартных значений:

$$t := 1.78\%$$
$$n_{\text{жел}_k} := \left(\frac{K_{\text{жел}_k}}{K_k} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t}$$
$$n_{\text{жел}} = \begin{pmatrix} 0.2 \\ -0.2 \\ -1.7 \\ -0.7 \\ -0.2 \end{pmatrix}$$
$$n := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -2 \\ -1 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$\frac{U_{\text{НН.ВН}_k}}{(1 + n_k \cdot t) \cdot K_k} = \begin{pmatrix} 10.65 \\ 6.34 \\ 10.65 \\ 10.66 \\ 10.56 \end{pmatrix} \text{кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{факт}} = n_0 - n$$

здесь n_0 - номер ответвления РПН, соответствующий номинальному напряжению ВН трансформатора.

$$n_{\text{факт}} := 10 - n$$
$$n_{\text{факт}} = \begin{pmatrix} 10 \\ 10 \\ 12 \\ 11 \\ 10 \end{pmatrix}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт послеаварийного режима работы сети

Удельные сопротивления и проводимости линий:

$$z_{уд.240.220} := (0.121 + j 0.435) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.240.220} := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.240} := (0.12 + j 0.405) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.185} := (0.162 + j 0.413) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.185} := 2.75 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.150} := (0.198 + j 0.420) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.150} := 2.70 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.120} := (0.249 + j 0.427) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.120} := 2.66 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.95} := (0.306 + j 0.434) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.95} := 2.61 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.70} := (0.428 + j 0.444) \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{уд.70} := 2.55 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$z_{уд.150.35} := (0.198 + j 0.406) \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Сопротивления линий:

$$\begin{pmatrix} L_{XXю} \\ L_{XюП} \\ L_{ПН} \\ L_{ГН} \\ L_{АГ} \\ L_{КА} \end{pmatrix} := \begin{pmatrix} 10.7 \\ 18.3 \\ 34.7 \\ 14.1 \\ 66 \\ 30 \end{pmatrix} \text{ км}$$

$$Z_{XюП} := z_{уд.185} \cdot L_{XюП}$$

$$Z_{XюП} = 2.96 + 7.56i \text{ Ом}$$

$$Z_{ПН} := z_{уд.185} \cdot L_{ПН}$$

$$Z_{ПН} = 5.62 + 14.33i \text{ Ом}$$

$$Z_{ГН} := z_{уд.95} \cdot L_{ГН}$$

$$Z_{ГН} = 4.31 + 6.12i \text{ Ом}$$

$$Z_{АГ} := z_{уд.150} \cdot L_{АГ}$$

$$Z_{АГ} = 13.07 + 27.72i \text{ Ом}$$

$$Z_{КА} := z_{уд.185} \cdot L_{КА}$$

$$Z_{КА} = 4.86 + 12.39i \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт послеаварийного режима работы сети

Зарядные мощности линий:

$$U_{\text{НОМ}} := 110 \text{ кВ}$$

$$Q_{\text{с.ХЮП}} := 0.5b_{\text{уд.185}} \cdot L_{\text{ХЮП}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \qquad Q_{\text{с.ХЮП}} = 0.3 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{с.ПН}} := 0.5b_{\text{уд.185}} \cdot L_{\text{ПН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \qquad Q_{\text{с.ПН}} = 0.58 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{с.ГН}} := 0.5b_{\text{уд.95}} \cdot L_{\text{ГН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \qquad Q_{\text{с.ГН}} = 0.22 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{с.АГ}} := 0.5b_{\text{уд.150}} \cdot L_{\text{АГ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \qquad Q_{\text{с.АГ}} = 1.08 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{с.КА}} := 0.5b_{\text{уд.185}} \cdot L_{\text{КА}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \qquad Q_{\text{с.КА}} = 0.5 \text{ Мвар}$$

Параметры трансформаторов:

$$Z := 0.5 \begin{bmatrix} 7.95 + j 139 \\ (14.7 + j 220.4) \cdot 2 \\ 7.95 + j 139 \\ 14.7 + j 220.4 \\ 7.95 + j 139 \end{bmatrix} \text{ Ом} \qquad \Delta S_{\text{ХХ}} := 2 \begin{bmatrix} 14 + j 70 \\ (11.5 + j 50.4) \cdot 0.5 \\ 14 + j 70 \\ 11.5 + j 50.4 \\ 14 + j 70 \end{bmatrix} \text{ кВА}$$

$$K := \begin{pmatrix} 115 \div 11 \\ 115 \div 6.6 \\ 115 \div 11 \\ 115 \div 11 \\ 115 \div 11 \end{pmatrix}$$

Максимальные нагрузки подстанций:

$$S := \begin{pmatrix} 9.5 + j \cdot 3.8 \\ 3 + j \cdot 1.2 \\ 14 + j \cdot 5.6 \\ 5.5 + j \cdot 2.2 \\ 10 + j \cdot 4 \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт послеаварийного режима работы сети

Приведённые нагрузки в узлах, т.е. с учётом потерь мощности в трансформаторах:

$$S_{\text{пр}k} := S_k + \frac{|(S_k)^2|}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_k + \Delta S_{\text{XX}k} \quad S_{\text{пр}} = \begin{pmatrix} 9.56 + 4.54i \\ 3.02 + 1.44i \\ 14.1 + 7.05i \\ 5.54 + 2.62i \\ 10.07 + 4.81i \end{pmatrix} \text{MBA}$$

Расчётные мощности узлов, т.е. с учётом зарядных мощностей, подтекающих к узлу:

$$S_{p_k} := S_{\text{пр}k} - j \begin{pmatrix} Q_{c.XюП} \\ Q_{c.XюП} + Q_{c.ПН} \\ Q_{c.ПН} + Q_{c.ГН} \\ Q_{c.ГН} + Q_{c.АГ} \\ Q_{c.КА} + Q_{c.АГ} \end{pmatrix}_k \quad S_p = \begin{pmatrix} 9.56 + 4.24i \\ 3.02 + 0.56i \\ 14.1 + 6.25i \\ 5.54 + 1.32i \\ 10.07 + 3.23i \end{pmatrix} \text{MBA}$$

Потоки мощности на участках с учётом потерь:

$$S_{XюП.k} := S_{p_1} \quad S_{XюП.k} = 9.56 + 4.24i \text{MBA}$$

$$\Delta S_{XюП} := \frac{|S_{XюП.k}|^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{XюП} \quad \Delta S_{XюП} = 0.03 + 0.07i \text{MBA}$$

$$S_{XюП.н} := S_{XюП.k} + \Delta S_{XюП} \quad S_{XюП.н} = 9.59 + 4.31i \text{MBA}$$

$$S_{ПН.k} := S_{XюП.н} + S_{p_2} \quad S_{ПН.k} = 12.61 + 4.86i \text{MBA}$$

$$\Delta S_{ПН} := \frac{|S_{ПН.k}|^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{ПН} \quad \Delta S_{ПН} = 0.08 + 0.22i \text{MBA}$$

$$S_{ПН.н} := S_{ПН.k} + \Delta S_{ПН} \quad S_{ПН.н} = 12.7 + 5.08i \text{MBA}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт послеаварийного режима работы сети

$$\begin{aligned}
 S_{ГН.к} &:= S_{ПН.н} + S_{p_3} & S_{ГН.к} &= 26.8 + 11.33i \text{ MVA} \\
 \Delta S_{ГН} &:= \frac{|S_{ГН.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{ГН} & \Delta S_{ГН} &= 0.3 + 0.43i \text{ MVA} \\
 S_{ГН.н} &:= S_{ГН.к} + \Delta S_{ГН} & S_{ГН.н} &= 27.1 + 11.75i \text{ MVA} \\
 S_{АГ.к} &:= S_{ГН.н} + S_{p_4} & S_{АГ.к} &= 32.65 + 13.07i \text{ MVA} \\
 \Delta S_{АГ} &:= \frac{|S_{АГ.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{АГ} & \Delta S_{АГ} &= 1.34 + 2.83i \text{ MVA} \\
 S_{АГ.н} &:= S_{АГ.к} + \Delta S_{АГ} & S_{АГ.н} &= 33.98 + 15.91i \text{ MVA} \\
 S_{КА.к} &:= S_{АГ.н} + S_{p_5} & S_{КА.к} &= 44.05 + 19.14i \text{ MVA} \\
 \Delta S_{КА} &:= \frac{|S_{КА.к}|^2}{U_{НОМ}^2} Z_{КА} & \Delta S_{КА} &= 0.93 + 2.36i \text{ MVA} \\
 S_{КА.н} &:= S_{КА.к} + \Delta S_{КА} & S_{КА.н} &= 44.98 + 21.5i \text{ MVA}
 \end{aligned}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$\begin{aligned}
 U_K &:= 115 \text{ кВ} & U_K &= 115 \text{ кВ} \\
 U_X &:= 115 \text{ кВ} & U_X &= 115 \text{ кВ} \\
 U_5 &:= U_K - \frac{\overline{S_{КА.н}}}{U_K} \cdot Z_{КА} & U_5 &= 110.78 - 3.94i \text{ кВ} & |U_5| &= 110.85 \text{ кВ} \\
 U_4 &:= U_5 - \frac{\overline{S_{АГ.н}}}{U_5} \cdot Z_{АГ} & U_4 &= 102.57 - 10.27i \text{ кВ} & |U_4| &= 103.08 \text{ кВ} \\
 U_3 &:= U_4 - \frac{\overline{S_{ГН.н}}}{U_4} \cdot Z_{ГН} & U_3 &= 100.63 - 11.2i \text{ кВ} & |U_3| &= 101.26 \text{ кВ} \\
 U_2 &:= U_3 - \frac{\overline{S_{ПН.н}}}{U_3} \cdot Z_{ПН} & U_2 &= 99.05 - 12.55i \text{ кВ} & |U_2| &= 99.84 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт послеаварийного режима работы сети

$$U_1 := U_2 - \frac{\overline{S_{XюП.н}}}{\overline{U_2}} \cdot Z_{XюП} \quad U_1 = 98.37 - 13.07i \text{ кВ} \quad |U_1| = 99.2 \text{ кВ}$$

Сравнение полученных значений напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с номинальным:

$$\frac{|U_k| - U_{НОМ}}{|U_{НОМ}|} = \begin{pmatrix} -9.79 \\ -9.23 \\ -7.95 \\ -6.29 \\ 0.78 \end{pmatrix} \%$$

Погрешности меньше 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.
Значения потоков мощностей, втекающих в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН} := S_{пр} - \Delta S_{хх} \quad S_{ВН} = \begin{pmatrix} 9.53 + 4.4i \\ 3.01 + 1.39i \\ 14.07 + 6.91i \\ 5.52 + 2.52i \\ 10.04 + 4.67i \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведённые к стороне ВН:

$$U_{НН.ВН_k} := |U_k| - \text{Re} \left(\frac{\overline{S_{ВН_k}}}{\overline{|U_k|}} Z_k \right) \quad U_{НН.ВН} = \begin{pmatrix} 95.8 \\ 96.3 \\ 96 \\ 100 \\ 107.6 \end{pmatrix} \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций:

$$U_{НН_k} := \frac{U_{НН.ВН_k}}{K_k} \quad U_{НН} = \begin{pmatrix} 9.16 \\ 5.53 \\ 9.18 \\ 9.56 \\ 10.29 \end{pmatrix} \text{ кВ}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт послеаварийного режима работы сети

Регулирование напряжения на низких сторонах подстанций до значений $U_{\text{жел.НН}_k} := 10.6\text{кВ}$ и $U_{\text{жел.НН}_2} := 6.36\text{кВ}$.

Желаемые коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{жел}_k} := \frac{U_{\text{НН.ВН}_k}}{U_{\text{жел.НН}_k}} \quad K_{\text{жел}} = \begin{pmatrix} 9.03 \\ 15.15 \\ 9.05 \\ 9.43 \\ 10.15 \end{pmatrix}$$

Требуемые номера отпак РПН и их округление до ближайших возможных стандартных значений:

$$t := 1.78\% \quad n_{\text{жел}_k} := \left(\frac{K_{\text{жел}_k}}{K_k} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} \quad n_{\text{жел}} = \begin{pmatrix} -7.6 \\ -7.3 \\ -7.5 \\ -5.5 \\ -1.6 \end{pmatrix} \quad n := \begin{pmatrix} -8 \\ -7 \\ -8 \\ -6 \\ -2 \end{pmatrix}$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования и фактические номера ответвлений РПН: :

$$\frac{U_{\text{НН.ВН}_k}}{(1 + n_k \cdot t) \cdot K_k} = \begin{pmatrix} 10.68 \\ 6.32 \\ 10.7 \\ 10.71 \\ 10.67 \end{pmatrix} \text{кВ}$$

$$n_{\text{факт}} := 10 - n \quad n_{\text{факт}} = \begin{pmatrix} 18 \\ 17 \\ 18 \\ 16 \\ 12 \end{pmatrix}$$