


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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«14» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО ДРСК «Амурские электрические сети», в связи со строительством метанолового завода в городе Сковородино

Исполнитель
студент группы 542-об2


04.06.2019
подпись, дата


А.Н. Скорик

Руководитель
профессор, канд.техн.наук


14.06.2019
подпись, дата


Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


14.06.2019 г.
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


14.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетик

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Скорик
Алены Николаевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:
Реконструкция электрогазопроводов сетей энергозавода
ИОиВ филиала АО ДРСК «Амурские электрические
сети», в связи со строительством котельного завода в
(утверждено приказом от 04.04.19 № 753-ч в городе Сковородино

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
предпроектной работе, полученные из архива
Амурской области

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

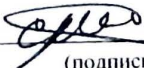
Общая характеристика района проектирования; технико-
экономическое обоснование проекта; разработка конструктивных решений

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт;
таблицы - 4, графические материалы - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологии -
Иванов А.Б. Булаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Маслов Ю.В., к.т.н., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.04.2019 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 138 с., 7 рисунков, 44 таблиц, 4 приложений, 30 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОДСТАНЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной работе разработан вариант реконструкции электрической сети, в связи с подключением метанолового завода к системе внешнего электроснабжения.

В ходе выполнения работы произведены расчёты режимов работы сети; осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, трансформаторов собственных нужд; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токопроводы, токоведущие части и шины распределительных устройств, а также рассмотрен расчет релейной защиты трансформатора и линии. Произведен технико-экономический расчет. Срок окупаемости составил 6,5 лет.

Описаны правила техники безопасности при строительстве ВЛ и ПС, экологичность, и пожаробезопасности на подстанции.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- БСК – батарея статических конденсаторов;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – собственные нужды;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УШР – управляемый шунтирующий реактор;
- ШР – шунтирующий реактор.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ состояния электрических сетей Сковородинского района	10
1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности Сковородинского района	10
1.2 Характеристика источников питания района	13
1.3 Характеристика электрических сетей района	14
1.4 Расчет и анализ существующих режимов	18
1.4.1 Расчет нормального режима (максимальный режим)	20
1.4.2 Расчет нормального режима (минимальный режим)	23
1.4.3 Расчет послеаварийного режима	24
1.4.4 Анализ режимов	25
2 Разработка вариантов включения проектируемой подстанции в электрическую сеть Сковородинского района	26
2.1 Расчет и прогнозирование электрических	26
2.2 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при подключении проектируемой ПС	29
2.3 Выбор номинального напряжения участков сети	32
2.4 Компенсация реактивной мощности	34
2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	36
2.6 Выбор сечений линий электропередачи	38
3 Разработка однолинейной схемы РУ проектируемой ПС	40
4 Расчет токов короткого замыкания	43
5 Проектирование подстанции	50
5.1 Выбор и проверка выключателей	50
5.2 Выбор и проверка разъединителей	55
5.3 Выбор и проверка ячеек КРУ	55
5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	57
5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	60

5.6	Выбор и проверка ошиновки и изоляторов	62
5.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	67
5.8	Разработка заземления и молниезащиты проектируемой ПС	69
5.8.1	Конструктивное исполнение заземления проектируемой ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	69
5.8.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	69
5.8.3	Выбор и проверка ОПН	70
6	Конструктивное исполнение воздушных линий	72
6.1	Конструкция провод	72
6.2	Выбор опор	72
6.3	Выбор и проверка изоляции ВЛ	73
6.4	Выбор линейной арматуры	74
6.5	Заземление ВЛ	75
7	Релейная защита и автоматика	77
7.1	Расстановка комплектов защиты и автоматика при развитии электрической сети	77
7.2	Релейная защита трансформатора на ПС	77
7.2.1	Исходные данные для расчета установок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т»	78
7.2.2	Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	80
7.2.3	Расчет уставок максимальной токовой защиты	87
7.2.4	Расчёт уставок защиты от перегрузки силового трансформатора	91
7.2.5	Газовая защита силового трансформатора	92
7.3	Релейная защита воздушной линии	92
7.3.1	Токовая отсечка для линии	93
7.3.2	Дистанционная защита линии	95
8	Противоаварийная автоматика	101
8.1	Устройство резервирования при отказе выключателя	101
8.2	Автоматическое повторное включение	103
8.3	Автоматическое включение резервного питания	104

9 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрических сетей	106
9.1 Выбор эквивалента сети для расчета	106
9.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	106
9.3 Расчет максимального режима и его анализ	107
9.4 Расчет минимального режима и его анализ	109
9.5 Расчет характерных послеаварийных режимов и их анализ	111
9.6 Регулирование напряжение и управление потоками реактивной мощности в сети	113
10 Расчет капиталовложений в энергетический объект	115
10.1 Расчет капиталовложений в проект	115
10.2 Расчёт эксплуатационных издержек	117
10.3 Основные технико-экономические показатели проекта.	119
11 Безопасность и экологичность проекта	122
11.1 Безопасность	122
11.2 Экологичность	126
11.2.1 Экологичность при проектировании ВЛ	126
11.2.2 Экологичность при проектировании подстанции	127
11.2.3 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	129
11.3 Чрезвычайные ситуации	132
Заключение	135
Библиографический список	136
Приложение А Расчет и прогнозирование электрических нагрузок в ПВК Mathcad 15	139
Приложение Б Расчет основных параметров электрической сети в ПВК Mathcad 15	143
Приложение В Расчет молниезащиты ПС в ПВК Mathcad 15	148
Приложение Г Расчет технико-экономических показателей в ПВК Mathcad 15	155

ВВЕДЕНИЕ

Метаноловый завод, строительство которого будет осуществляется в Сковородинском районе, создаст новые рабочие места и даст импульс для развития города Сковородино. Завод будет производить до 1 миллиона тонн метанола в год с соответствующей загрузкой инфраструктуры, железнодорожной инфраструктуры, создание рабочих мест. Строительство завода должно улучшить социально-экономическое положение региона, повысить рост экспорта продукции и как следствие развить интеграцию Амурской области со странами АТР. Активная фаза строительства должна начаться в 2019 году.

Размещение всех сооружений комплекса на территории планируется на максимально возможном удалении от зоны жилой застройки с учетом водоохранной зоны реки Большой Невер (200 м) и охранной зоны магистрального нефтепровода, подводящего нефть на пункт налива нефти (150 м).

Согласно ПУЭ [17] метаноловый завод является потребителям I категории, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство технологического процесса, поэтому для его снабжения, требуется питание от двух независимых взаимно резервируемых источников питания.

Появляется цель работы – развитие сети 110 кВ Сковородинского района для создания необходимых условий для осуществления электроснабжения метанолового завода. Для решения поставленной задачи необходимо предоставить на рассмотрение несколько вариантов конфигурации сети, выбрать наиболее оптимальные и наиболее возможные к осуществлению с точки зрения экономичности и надежности. Также, расчет электрических режимов покажет лучшую конфигурацию сети с наиболее приемлемыми характеристиками согласно [2].

Данный дипломный проект рассматривает строительство ПС 110/10 кВ и двух одноцепных ВЛ 110 кВ.

Пути решения: разработка вариантов схем подключения подстанции к

электрической сети Сковородинского энергорайона, расчет режимов, расчет токов КЗ рассматриваемой электрической системы сети, выбор оборудования для подстанции 110/10 кВ, расчет уставок релейных защит и автоматики, расчет экономической эффективности рассматриваемого проекта. Так же рассмотрены вопросы надежности, безопасности труда и экологичности.

При реализации проекта были использованы: Microsoft Word 2013, Microsoft Excel 2013, Microsoft Visio 2016, RastrWin3, Mathcad 15, схемы Амурской электрической сети 220-110-35 кВ; электрические нагрузки, паспорта подстанций, а также проект развития Амурской энергосистемы на 2020 г. с учетом перспективы до 2025 г.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА

1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности Сковородинского района

В административном отношении проектируемый объект проходит по территории Сковородинского района Амурской области. Административный центр — город Сковородино [6].

Сковородинский район расположен на северо-западе Амурской области на возвышенном Зейско-Амурском водоразделе. На западе граничит с Читинской областью, на севере - с Тындинским районом, на востоке с Магдагачинским районом, южная граница проходит по реке Амур. Район занимает территорию площадью 20,5 тыс. км².

В Сковородинском районе 33 населённых пункта. Численность населения района по результатам 01.01.2019 г. - 27061 человек.

Рельеф района проектирования низко-среднегорный, холмистый, слабо-расчленённый характеризуется небольшими мягкоочерченными горами, абсолютные отметки которых не превышают 800 м. Вершины невысоких гор, как правило, куполообразные или плоские, относительные превышения изменяются от 80 до 250 м [6].

Характер растительного покрова в районе определяется в первую очередь наличием островной многолетней мерзлоты. Наибольшее распространение имеет даурская лиственница. На водоразделах, где многолетняя мерзлота обычно отсутствует, нередко можно наблюдать сосны с мелким подлеском. Заболоченные участки либо вообще не имеют древеснокустарниковой растительности, либо покрыты ольхой и кустарниковой березкой, над которыми возвышаются одиночные, чаще всего сухие стволы лиственницы. Широко распростра-

нены в районе гари и вырубки, быстро зарастающие кустарником. Склоны долины р. Большой Невер покрыты лиственницей, берёзой, сосной, различными кустарником и густым травостоем.

В зоне сезонного промерзания-оттаивания залегают аллювиальные суглинки с примесью органики, делювиальные суглинки щебенистые и делювиально-элювиальные щебенистые грунты.

Морозное пучение грунтов проявляется в виде увеличения объёма грунтов при переходе влаги, находящейся в грунте, в лёд при сезонном промерзании и приводит перемещение поверхности грунта, главным образом, вверх, а при оттаивании вниз. При проявлении морозного пучения грунты оказывают механическое воздействие на фундаменты сооружений, поэтому при проектировании необходимо предусмотреть мероприятия по защите фундаментов от воздействия сил морозного пучения [6].

Климат рассматриваемого района резко континентальный. Территория рассматриваемого района отличается пересеченным рельефом, чередованием более и менее высоких сопок с глубокими заболоченными речными долинами. Зимой рассматриваемый район работ находится под влиянием мощного антициклона, формирующегося над Восточной Сибирью, в результате деятельности которого здесь преобладает малооблачная и сухая погода, способствующая большой потере тепла вследствие излучения земной поверхности, а также характерны инверсии, особенно глубокие в нижнем слое воздуха и межгорных котловинах. Летом отмечается развитие циклонической деятельности. Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», климат рассматриваемой территории относится к I району с суровыми условиями [23].

Тёплый период - апрель – октябрь, холодный период – ноябрь - март.

Для зимнего периода характерны весьма низкие для данных широт температуры, и малое влагосодержание, обусловленные действием азиатского антициклона. В летний период над территорией развивается циклоническая деятельность, представленная летними муссонами, приносящими обильные осадки.

Расчетные климатические условия для проектирования ВЛ 110 кВ приняты в соответствии с требованиями ПУЭ [17] седьмого издания и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Среднегодовая t воздуха	С	-4,2
2	Абсолютный min t воздуха	С	-52
3	Абсолютный max t воздуха	С	+40
4	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	С	-41
5	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	С	-38
6	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 %	С	-43
7	Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 %	С	-44
8	Скорость ветра на высоте 10 м, возможная 1 раз в 25 лет	м/с	25
9	Район по ветровому давлению		I
10	Тип местности по воздействию ветра на ВЛ		A
11	Средняя высота снежного покрова	см	18
12	Наибольшая высота снежного покрова	см	43
13	Среднее число дней с грозой	дни	26
14	Нормативная толщина стенки гололеда	мм	15
15	Район по гололедной нагрузке		II
16	Скорость ветра при гололеде	м/с	8
17	Температура воздуха при гололеде	С	-5

1.2 Характеристика источников питания района

Подстанция «Сковородино» и Подстанция «Бам» взаимосвязаны с Нерюнгринской ГРЭС.

Нерюнгринская ГРЭС является крупнейшим энергетическим предприятием в Республике Саха (Якутия). Электростанция располагается в южной части Якутии – в Нерюнгринском административном округе и является основным предприятием поселка Серебряный бор. Проектная установленная мощность составляет 1200/1270 МВт, осуществлено строительство первой очереди из трех энергоблоков суммарной мощностью 570 МВт, работающих на промпродукте, получаемом при обогащении коксующихся углей Нерюнгринского месторождения. Строительство четвертого энергоблока с проектной мощностью 215 МВт не завершено. В настоящее время выработка электроэнергии на ГРЭС составляет около 2,6 млрд. кВт*ч в год, половина из которой передается в ОЭС Востока [4].

На ГРЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ, выполненная по схеме две рабочие секционированные, с обходной системой шин. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АТДЦТН-125000/220/110-75-У1.

Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и четыре ЛЭП-220 кВ.

Общая установленная мощность Южно-Якутского энергорайона составляет 618,82 МВт и, помимо Нерюнгринской ГРЭС, включает Чульманскую ТЭЦ мощностью 48 МВт и дизельные электростанции ОАО «Сахаэнерго» [4].

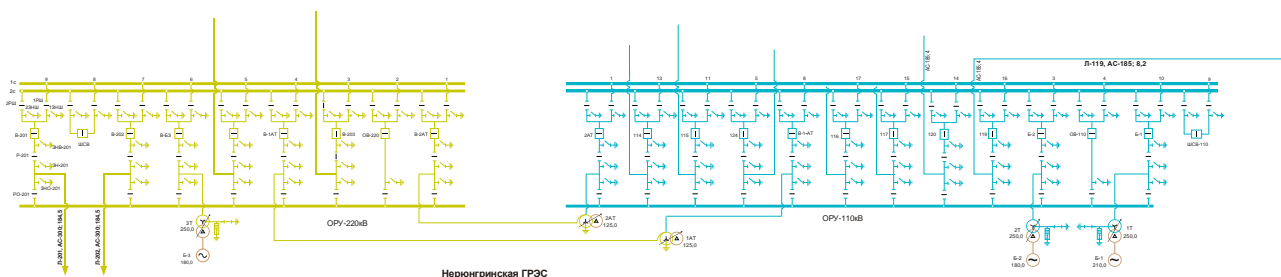


Рисунок 1 – Схема «Нерюнгринской ГРЭС»

1.3 Характеристика электрических сетей района

Проектируемая подстанция питается от подстанции «Сковородино» и от подстанции «БАМ».

Подстанция «Сковородино» мощностью 176 МВА осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжения 220, 110, 35, 10 кВ.

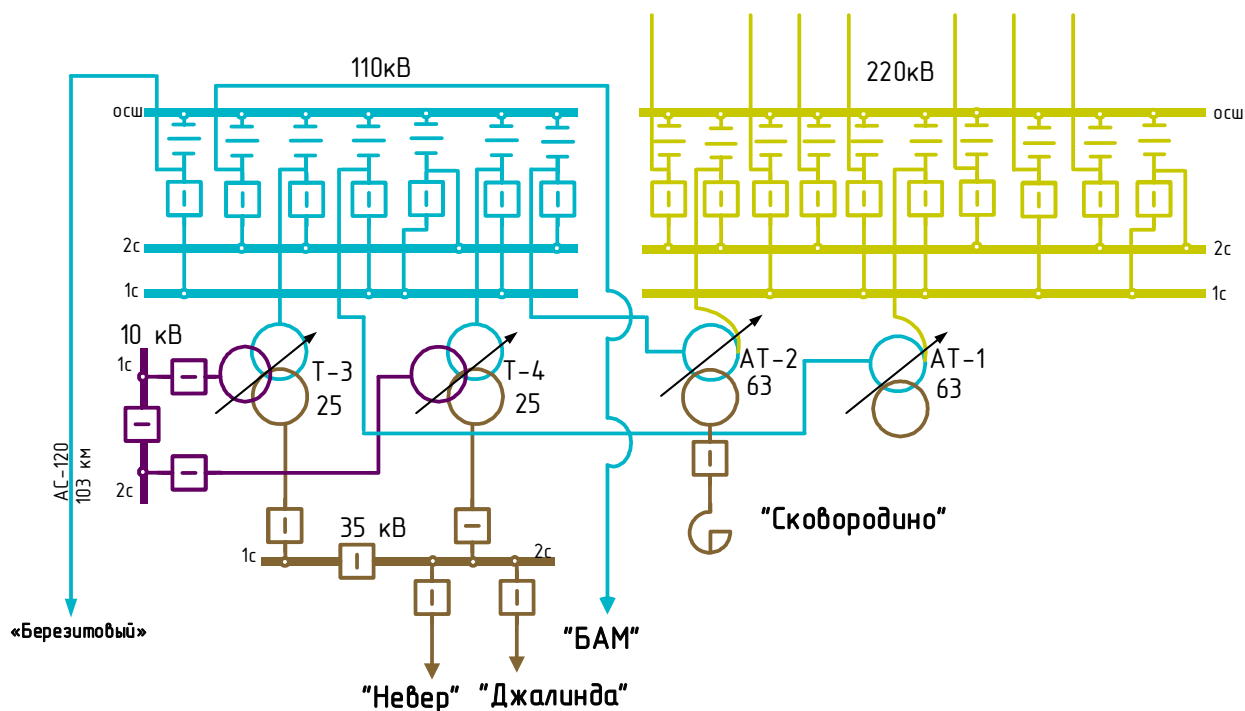


Рисунок 2 – Схема подстанции «Сковородино»

К шинам 220 кВ подсоединены следующие линии:

- двухцепная ВЛ, АС-240, длиной 5,24 км, идущая на ПС «Сковородино/т»;
- отпаячная ВЛ, АС-300, длиной 114,887 км, идущая от ПС «Гонжа/т»;
- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 29,627 км, идущая от ПС «Ульручьи/т»;
- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 156,9 км, идущая на ПС «Тында №1»;
- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 155,3 км, идущая на ПС «Тында №2»;
- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 25,86 км, идущая на ПС «Бам/т»;
- одноцепная ВЛ, АС-300, длиной 75,686 км, идущая на ПС «Уруша/т».

От шин 110 кВ отходят следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-120, длиной 103,24 км, идущая на ПС «Березитовый»;
- одноцепная ВЛ, АС-150, длиной 23,6 км, идущая на ПС «Бам».

От шин 35 кВ отходят следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 64,5 км, идущая на ПС «Джалинда»;
- одноцепная ВЛ, АС-150, длиной 13,78 км, идущая на ПС «Невер».

На ПС «Сковородино» сторона 220 кВ выполнена по схеме 12 – одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин. Данная схема применяется в распределительном устройстве с 5-ю и более присоединениями, не допускающее даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателя из работы.

На стороне 220 кВ установлены автотрансформаторы марки АДЦТГН-63000/220/110/35 У1 (расшифровывается как автотрансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, грозоупорного исполнения, с регулированием напряжения под нагрузкой) с диспетчерским наименованием АТ-1 и марки АДЦТН 63000/220/110/35 У1 с диспетчерским наименованием АТ-2.

В РУ 220 кВ установлено 10 выключателей типа GL 314 (расшифровывается как выключатель элегазовый колонкового типа). Из них 8 выключателей – линейные, которые введены в эксплуатацию в 2010 году. Один выключатель является секционным, который введен в эксплуатацию в 2016 году. Еще один выключатель служит для подключения управляющего шунтирующего реактора РТУ-100000/220-УХЛ1 (расшифровывается как трехфазный управляемый реактор, мощностью 100 Мвар), который введен в эксплуатацию в 2016 году.

Сторона 110 кВ выполнена по схеме 12 – одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин. На ней установлено два трансформатора марки ТДТН-25000/110/35/10 У1 (расшифровывается как трехфазный трехобмоточный трансформатор, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулирование напряжения под нагрузкой) с диспетчерским наименованием Т-3 и Т-4.

В РУ 110 кВ установлено: 1 линейный выключатель (введен в эксплуатацию в 1977 году), 4 трансформаторных выключателя (выключатель Т-3 и АТ-1

введены в эксплуатацию в 1977 году, выключатель Т-4 и АТ-2 введены в эксплуатацию в 1981 году), 1 обходной выключатель (введен в эксплуатацию в 1977 году) и 1 секционный выключатель (введен в эксплуатацию в 1977 году) типа МКП-110Б-1000/630-20У1 (расшифровывается как масляный камерный подстанционный выключатель, на номинальное напряжение 110 кВ; Б – категория выключателя по длине утечки внешней изоляции; 1000/630 – номинальный ток, А; 20 – номинальный ток отключения, кА).

Также в РУ 110 кВ установлено 2 линейных выключателя (введены в эксплуатацию в 2009 году) типа ЛТВ-145D1 (расшифровывается как высоковольтный колонковый выключатель с пружинным приводом) и 1 линейный выключатель (введен в эксплуатацию в 2005 году) типа ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1 (расшифровывается как выключатель элегазовый баковый, с пружинным приводом и со встроенными трансформаторами тока; 110 – номинальное напряжение, кВ; 40 – номинальный ток отключения, кА; 2500 – номинальный ток, А).

Сторона 35 кВ выполнена по схеме 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Схема применяется для подстанций с наличием парных ВЛ и ВЛ резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин. Секционирование выполняется так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников питания. Число присоединений и нагрузка на секциях шин должны быть по возможности равным.

В РУ 35 кВ установлено: 1 секционный выключатель (введен в эксплуатацию в 1980 году), 2 трансформаторных выключателя (введены в эксплуатацию в 1978 году) и 2 линейных выключателя (введены в эксплуатацию в 1977 году) типа С-35М-630-10 У1 (расшифровывается как высоковольтный трехполосный выключатель с электромагнитным приводом; 35 – номинальное напряжение, кВ; М – модернизированный; 630 – номинальный ток, А; 10 – номинальный ток отключения, кА).

Сторона 10 кВ выполнена по схеме 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Это сторона является закрытым распределительным устройством (ЗРУ). Закрытые распределительные устройства — распределительные устройства, оборудование которых устанавливается в закрытых помещениях, либо защищено от контакта с окружающей средой специальными кожухами.

В ЗРУ 10 кВ установлено 15 выключателей типа ВМПЭ-10-630-20 (расшифровывается как высоковольтный трехполюсный маломасляный выключатель со встроенным электромагнитным приводом; П – подвесного исполнения; 10 – номинальное напряжение, кВ; 630 – номинальный ток, А; 20 – номинальный ток отключения, кА).

Подстанция «БАМ» имеет напряжение 110/35/10 кВ.

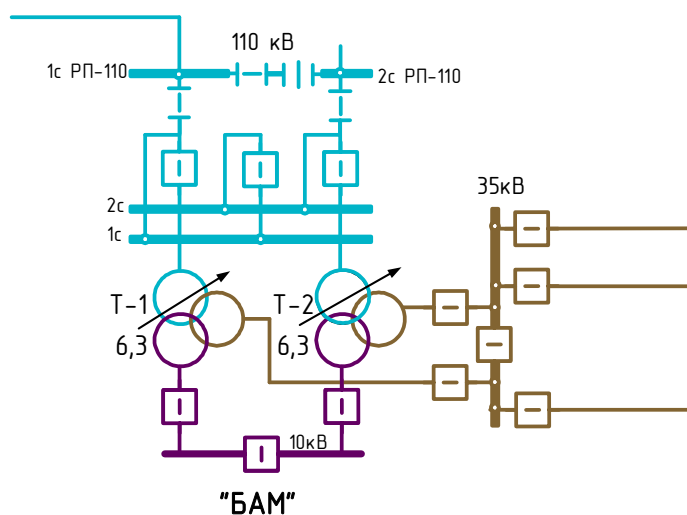


Рисунок 3 – Схема подстанции «БАМ»

Стороны 110 выполнена по не типовой схеме СТО ФСК [28], 35 и 10 кВ выполнены по схеме 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. По стороне 110 кВ, подстанция является тупиковой, на РУ 110 кВ приходит одна линия от подстанции «Сковородино». От РУ 35 кВ отходят 3 ВЛ: БАМ – Тахтамыгда; БАМ – Муртыгит; БАМ – Монголи. Сторона 10 кВ выполнена ЗРУ.

На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТМТН-6300/110/35/10 (расшифровывается как трехфазный трехобмоточный

трансформатор, с естественной циркуляцией воздуха и масла, с регулирование напряжения под нагрузкой) с диспетчерским наименованием Т-1 и Т-2 [5].

На стороне 110 кВ установлено 3 выключателя типа МКП-110Б-1000/630-20У1 (расшифровывается как масляный камерный подстанционный выключатель, на номинальное напряжение 110 кВ; Б – категория выключателя по длине утечки внешней изоляции)

На стороне 35 кВ установлено 6 выключателей типа С-35М-630-10 У1 (расшифровывается как высоковольтный трехполюсный выключатель с электромагнитным приводом; 35 – номинальное напряжение, кВ; М – модернизированный; 630 – номинальный ток, А; 10 – номинальный ток отключения, кА).

В ЗРУ 10 кВ установлено 15 выключателей типа ВМПЭ-10-630-20 (расшифровывается как высоковольтный трехполюсный маломасляный выключатель со встроенным электромагнитным приводом; П – подвесного исполнения; 10 – номинальное напряжение, кВ; 630 – номинальный ток, А; 20 – номинальный ток отключения, кА).

1.4 Расчет и анализ существующих режимов

В данной бакалаврской работе для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3. Чтобы рассчитать режим в ПВК, необходимо рассчитать параметры трансформаторов, линии, нагрузки и т.д.

Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчёта, определяются по справочникам [3].

Все рассчитанные параметры для ВЛ представлены в таблице 3.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями.

Для трансформаторов активное и индуктивное сопротивление берем из справочника. Все параметры для трансформаторов представим в виде таблицы 2.

Таблица 2 – Параметры трансформаторов

Трансформатор		R _T , Ом	X _T , Ом	G _T , мкСм	B _T , мкСм	$k_{mp} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}$	$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
АТДЦТН - 125000/220/110	ВН	0,55	59,2	1,23	11,81	0,53	0,029
	СН	0,48	0				
	НН	3,2	131				
АТДЦТН – 63000/220/110	ВН	1,4	104	0,85	5,95	0,53	0,17
	СН	1,4	0				
	НН	2,8	195				
ТДТН 40000/110/35	ВН	0,8	35,5	3,25	18,15	0,33	0,096
	СН	0,8	0				
	НН	0,8	22,3				
ТДТН 25000/110/35	ВН	1,5	56,9	2,34	13,23	0,33	0,096
	СН	1,5	0				
	НН	1,5	35,7				
ТМТН 6300/110/35/10	ВН	9,7	225	1,06	5,72	0,33	0,096
	СН	9,7	0				
	НН	9,7	131				

Таблица 3 – Параметры ВЛ

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
НГРЭС-НПС 19	0,436	1,91	11,753
НПС 19-Тында	19,319	84,568	520,418
Тында-Сковородино 1 цепь	15,376	67,31	414,216
Тында-Сковородино 2 цепь	15,219	66,624	409,992
Сковородино-БАМ	4,673	9,912	63,72

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, потреблением реактивной мощности, заданным модулем напряжения и пределами выработки реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения. Балансирующий узел – это узел, способный вырабатывать и потреблять любой объем мощности (задается либо на генераторе, либо на шинах питающей подстанции в).

В данной работе за балансирующий узел принимаем шины ВН подстанции Сковородино, так как в данном эквиваленте схемы на данной ПС сводятся все балансы вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

1.4.1 Расчет нормального режима (максимальный режим)

Расчёт нормального режима производится для оценки качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности включено в работу. Нагрузки в этом режиме максимальны.

Таблица 4 – Узлы

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V
Г1	15,75			151	-141,3	15,75		15,75
Г2	15,75			174	1,8	15,75		15,75
Г3	15,75			128		15,75		15,75
НГРЭС ВН	220	119	2,6		248,4	236,8		236,8
АТ-1 Нейтраль	220							230,2
НГРЭС СН	110	185,00	17,90					121,1
АТ-2 Нейтраль	220							230,2
АТ-1 НН	6	7,45	5,50					6,58
АТ-2 НН	6	7,45	5,50					6,58
ПС НПС-19	220	7,10	2,44					236,5
ПС НПС-19	220	7,10	2,44					236,5
ПС Тында ВН СШ1	220	32,04	10,77				2066	223,9
ПС Тында ВН СШ2	220							224,0
АТ-2 Нейтраль	220							220,7
АТ-2 НН	35							35,12
АТ-1 Нейтраль	220							220,7
АТ-1 СН	110	47,66	12,0					111,4
АТ-1 НН	35							35,12
ПС Сковородино ВН СШ1	220	88,46	46,2	142,9	210,9	230		230
ПС Сковородино ВН СШ2	220	26,61	10,56				2066	229,8
АТ-2 Нейтраль	220							226,4
АТ-2 СН	110	14,80	4,5					109,5
АТ-2 НН	35							36,03

Продолжение таблицы 4

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	
АТ-1 Нейтраль	220							226,4
АТ-1 СН	110	16,20	2,8					109,5
АТ-1 НН	35							36,03
Т-1 Нейтраль	110							113,2
Т-1 СН	35							35,97
Т-1 НН	10	8,6						10,30
Т-2 Нейтраль	110							113,2
Т-2 СН	35	11,6						35,97
Т-2 НН	10							10,30
ПС БАМ ВН СШ1	110							108,6
ПС БАМ ВН СШ2	110							108,6
Т-1 Нейтраль	110							112,5
Т-1 СН	35	4,01	1,25					35,65
Т-1 НН	10	2,2	0,5					10,2
Т-2 Нейтраль	110							112,5
Т-2 СН	35	4,86	1					35,65
Т-2 НН	10							10,2

Таблица 5 – Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/r
Тр-р	10	1	НГРЭС ВН - Г1	0,61	25,77	19,21	4,10	0,07
Тр-р	10	12	НГРЭС ВН - АТ-1 0	0,55	59,20	11,80	1,20	1,00
Тр-р	12	13	АТ-1 0 - НГРЭС СН	0,48	0,00			0,53
Тр-р	12	15	АТ-1 0 - АТ-1 НН	3,20	131,0			0,03
Тр-р	10	14	НГРЭС ВН - АТ-2 0	0,55	59,20	11,80	1,20	1,00
Тр-р	14	13	АТ-2 0 - НГРЭС СН	0,48	0,00			0,53
Тр-р	14	16	АТ-2 0 - АТ-2 НН	3,20	131,0			0,03
Тр-р	13	11	НГРЭС СН - Г2	0,15	6,10	85,38	13,6	0,13
Тр-р	13	111	НГРЭС СН - Г3	0,15	6,10	85,38	13,6	0,13
ЛЭП	10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	0,44	1,91	-11,75		0,00
ЛЭП	2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	19,32	84,57	-520,4		
ЛЭП	10	20	НГРЭС ВН -	0,44	1,91	-11,75		
ЛЭП	20	30	- ПС Тында ВН СШ2	19,32	84,57	-520,4		
Тр-р	3	34	ПС Тында ВН СШ1 - АТ-1 0	1,40	104,0	5,95	0,85	1,00
Тр-р	34	35	АТ-1 0 - АТ-1 СН	1,40	0,00			0,51
Тр-р	34	355	АТ-1 0 - АТ-1 НН	2,80	195,6			0,16

Продолжение таблицы 5

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г
Тр-р	30	32	ПС Тында ВН СШ2 - АТ-2 0	1,40	104,0	5,95	0,85	1,00
Тр-р	32	35	АТ-2 0 - АТ-1 СН	1,40	0,00			0,51
Тр-р	32	333	АТ-2 0 - АТ-2 НН	2,80	195,6			0,16
ЛЭП	3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сквородино ВН СШ1	15,3	67,31	-414,2		
ЛЭП	30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сквородино ВН СШ2	15,2	66,62	-409,9		
Тр-р	4	43	ПС Сквородино ВН СШ1 - АТ-1 0	1,40	104,0	5,95	0,85	1,00
Тр-р	43	44	АТ-1 0 - АТ-1 СН	1,40	0,00			0,48
Тр-р	43	444	АТ-1 0 - АТ-1 НН	2,80	195,6			0,16
Тр-р	40	41	ПС Сквородино ВН СШ2 - АТ-2 0	1,40	104,0	5,95	0,85	1,00
Тр-р	41	42	АТ-2 0 - АТ-2 СН	1,40	0,00			0,48
Тр-р	41	422	АТ-2 0 - АТ-2 НН	2,80	195,6			0,16
Тр-р	44	45	АТ-1 СН - Т-1 0	1,50	56,90	13,23	2,34	1,02
Тр-р	45	46	Т-1 0 - Т-1 СН	1,50	0,00			0,32
Тр-р	45	47	Т-1 0 - Т-1 НН	1,50	35,70			0,09
Тр-р	42	48	АТ-2 СН - Т-2 0	1,50	56,90	13,23	2,34	1,06
Тр-р	48	49	Т-2 0 - Т-2 СН	1,50	0,00			0,32
Тр-р	48	491	Т-2 0 - Т-2 НН	1,50	35,70			0,09
ЛЭП	42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	4,67	9,91	-63,72		
Тр-р	5	51	ПС БАМ ВН СШ1 - Т-1 0	9,70	225,7	5,72	1,06	1,08
Тр-р	51	52	Т-1 0 - Т-1 СН	9,70	0,00			0,32
Тр-р	51	53	Т-1 0 - Т-1 НН	9,70	131,2			0,09
Тр-р	50	54	ПС БАМ ВН СШ2 - Т-2 0	9,70	225,7	5,72	1,06	1,08
Тр-р	54	55	Т-2 0 - Т-2 СН	9,70	0,00			0,32
Тр-р	54	56	Т-2 0 - Т-2 НН	9,70	131,2			0,09
Выкл	3	30	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Тында ВН СШ2					
Выкл	4	40	ПС Сквородино ВН СШ1 - ПС Скворо- дино ВН СШ2					
Выкл	42	44	АТ-2 СН - АТ-1 СН					
Выкл	46	49	Т-1 СН - Т-2 СН					

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_на ч	N_ко н	Название	Ток в начал е ветви Инач	Ток в конце ветви Iкон	Длительно до- пустимый ток Iдлит.доп.	Токовая за- грузка I/ Iдоп.
10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	163,83	164,1 1	710	23,10
2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	146,02	168,7 5	710	23,80
10	20	НГРЭС ВН – ПС НПС 19	163,65	163,9 3	710	23,10
20	30	ПС НПС 19 - ПС Тында ВН СШ2	145,84	168,4 7	710	23,70
3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сковородино ВН СШ1	98,76	55,58	710	13,90
30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сковородино ВН СШ2	98,45	56,26	710	13,90
42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	62,34	63,67	450	14,10

Таблица 7 – Отклонения напряжения

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное зна- чение напряже- ния, кВ	Отклонения напряжения, %
10	НГРЭС ВН	220	236,80	7,64
13	НГРЭС СН	110	121,17	10,15
15	АТ-1 НН	6	6,58	9,66
16	АТ-2 НН	6	6,58	9,66
2	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
20	ПС НПС-19	220	236,58	7,54

1.4.2 Расчет нормального режима (минимальный режим)

Нагрузки в данном режиме минимальны, нагрузка берется из летних контрольных замеров.

Узлы, ветви, графика остаются прежними, меняется только нагрузка, следовательно, меняются токовые нагрузки ЛЭП и напряжения

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП в минимальном режиме

N_на ч	N_ко н	Название	Ток в начале ветви I _{нач}	Ток в конце ветви I _{кон}	Длительно до- пустимый ток I _{длит.доп.}	Токовая за- грузка I / I _{доп.}
10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	217,54	217,66	710	30,7
2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	204,93	216,27	710	30,5
10	20	НГРЭС ВН – ПС НПС 19	217,42	217,54	710	30,6
20	30	ПС НПС 19 - ПС Тында ВН СШ2	204,81	216,06	710	30,4
3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сквородино ВН СШ1	178,76	152,53	710	25,2
30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сквородино ВН СШ2	179,68	154,11	710	25,3
42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	30,41	31,68	450	7

Таблица 9 – Отклонения напряжения в минимальном режиме

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное значе- ние напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
10	НГРЭС ВН	220	236,80	7,64
13	НГРЭС СН	110	121,19	10,18
15	АТ-1 НН	6	6,58	9,67
16	АТ-2 НН	6	6,58	9,67
2	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
20	ПС НПС-19	220	236,58	7,54

1.4.3 Расчет послеаварийного режима

Для расчета послеаварийного режима нужно отключить самую загруженную линию. Самой загруженной линией является одна из цепей НГРЭС – Тында.

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	Ток в начале ветви I _{нач}	Ток в конце ветви I _{кон}	Длительно допустимый ток I _{длит.доп.}	Токовая нагрузка I / I _{доп.}
10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	-	-	710	-
10	20	НГРЭС ВН –ПС НПС 19	324,39	324,56	710	45,71
20	30	ПС НПС 19 - ПС Тында ВН СШ2	306,73	313,87	710	44,21
3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Скворородино ВН СШ1	123,35	76,85	710	17,37
30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Скворородино ВН СШ2	123,46	77,87	710	17,39
42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	62,43	63,77	450	14,17

Таблица 11 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное значение напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
10	НГРЭС ВН	220	236,80	7,64
13	НГРЭС СН	110	121,17	10,15
15	АТ-1 НН	6	6,58	9,66
16	АТ-2 НН	6	6,58	9,66
20	ПС НПС-19	220	236,45	7,48

1.4.4 Анализ режимов

По результатам расчета максимального режима, можно сделать вывод, что все линии не превышают длительно-допустимый ток.

При отключении одной из двухцепных линий Нерюнгринская ГРЭС – Тында после расчета послеаварийного режима видно, что вторая линия не превышает длительно-допустимые пределы по току.

Напряжения в узлах не выходят за предел 10 % установленных ГОСТ 32144-2013 [2].

Вывод: в настоящий момент данная сеть отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Данный пункт предполагает расчет вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

К вероятностным характеристикам относятся:

- 1) максимальные мощности;
- 2) средние активные и реактивные мощности;
- 3) эффективные или среднеквадратические мощности;
- 4) минимальные мощности.

Для вычисления вероятностных характеристик и прогнозирования нагрузок используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Таблица 12 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Тында	33,25	9,61
Сковородино	52,7	9,7
БАМ	3,2	1,28
Проектируемая ПС	12	4,8

Максимальная мощность – нужна для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий, приведена в таблице 12.

Средняя мощность – это вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт} \quad (9)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС за текущий год (определённая по контрольным замерам);

k_{max} – коэффициент максимума, равный 1,2.

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \text{ Мвар,} \quad (10)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки, равный 0,4.

Среднеквадратичная (эффективная) мощность - эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{\varepsilon\phi} = P_{cp} \cdot K_{\phi} \quad (11)$$

где K_{ϕ} - коэффициент формы, равный 1,17.

$$Q_{\varepsilon\phi} = P_{\varepsilon\phi} \cdot tg\varphi \quad (12)$$

Минимальная мощность – среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Необходима для расчета минимального режима.

$$P_{min} = P_{cp} \cdot (1 - 1,96 \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}) \quad (13)$$

где K_{ϕ} - коэффициент формы.

$$Q_{min} = P_{min} \cdot tg(\varphi) \quad (14)$$

Подробный расчет представлен в Приложении А. Все данные занесены в таблицу 13.

Таблица 13 – Значения вероятностных характеристик

ПС	Время года	Активная мощность				Реактивная мощность			
		P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
Тында	Зима	33,25	27,71	32,42	8,31	9,61	8,01	9,37	2,41
	Лето	28,26	23,55	27,56	7,01	8,17	6,81	7,96	2,04
Сковородино	Зима	52,7	43,92	51,38	13,18	9,7	8,08	6,87	2,43
	Лето	44,92	37,33	43,68	11,2	8,25	9,46	8,04	2,06
БАМ	Зима	3,2	2,67	3,12	0,8	1,28	1,07	1,25	0,32
	Лето	2,72	2,27	2,65	0,68	1,09	0,91	1,06	0,27
Проектируемая ПС	Зима	12	10	11,7	3	4,8	4	4,68	1,2
	Лето	10,2	8,5	9,95	2,55	4,08	3,4	3,98	1,02

Так как выбор технических решений осуществляется на перспективу, требуется прогнозирование нагрузок.

Применим формулу сложных процентов для прогнозирования нагрузок, МВт:

$$P_{\text{ПРОГ}} = P_{\max} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (15)$$

где P_{\max} – максимальная мощность;

ε – относительный прирост нагрузки;

N – срок выполнения прогноза (5 лет).

Аналогичный расчет произведем для реактивной нагрузки.

В соответствии с Приказом Минэнерго России от 01.03.2016 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы», для Амурской области среднегодовой рост нагрузки за 2016 – 2022 годы составит – 0,65%.

Спрогнозированные вероятностные характеристики сведены в таблице 14. Подробный расчёт приведён в приложении А.

Таблица 14 – Спрогнозированные нагрузки

ПС	Активная нагрузка, МВт (зима)				Активная нагрузка, МВт (лето)			
	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт
Тында	33,345	28,621	33,486	8,586	24,328	24,328	28,463	7,298
Скородино	54,435	45,363	53,074	13,609	38,558	38,558	45,113	11,567
БАМ	3,305	2,754	3,223	0,826	2,341	2,341	2,739	0,702
Проектируемая	12,395	10,329	12,085	3,099	8,78	8,78	10,272	2,634
ПС	Реактивная нагрузка, Мвар (зима)				Реактивная нагрузка, Мвар (лето)			
	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
Тында	9,926	8,272	9,678	2,482	8,437	7,031	8,227	2,109
Скородино	10,019	8,349	9,769	2,505	8,516	7,097	8,304	2,129
БАМ	1,322	1,102	1,289	0,331	1,124	0,937	1,096	0,281
Проектируемая	4,958	4,132	4,834	1,24	4,214	3,512	4,109	1,054

2.2 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при подключении проектируемой ПС

Необходимо рассмотреть несколько вариантов подключения проектируемой ПС и выбрать 2. Из двух вариантов по результатам расчёта электрических режимов и экономического сравнения – выбрать оптимальный единственный.

Общие принципы формирования электрических сетей, могут быть сформулированы следующим образом [10]:

1) схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

2) необходимо стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, для того чтобы снижать необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также — потери мощности и электроэнергии;

3) схема сети должна обеспечивать необходимое качество электроснабжения потребителей и выполнение технических ограничений электрооборудования линий и подстанций;

4) в качестве источника питания 110 кВ рекомендуется использовать ПС 220/110 кВ, имеющие независимые питающие линии. Длина такой ВЛ по возможности не должна превышать 120 км, а количество присоединяемых промежутков ПС не больше трех;

5) На развернутых участках сети не должно быть обратных перетоков мощности.

Учитывая выше сказанное, можно предложить к рассмотрению следующие варианты:

1. Подключение проектируемой ПС осуществляется по двум линиям, одна линия подходит к ПС Сквородино, другая линия подсоединяется к линии Сквородино-БАМ. Присоединение осуществляется на одном номинальном напряжении 110 кВ. Протяженность одной цепи примерно 13 км (до ПС Сквородино), длина второй цепи примерно 10 км (до линии Сквородино-БАМ). Суммарная длина линий 23 км. Этот вариант имеет минимальное количество трансформаций, что положительно сказывается на функционировании сети. Суммарное количество выключателей при данном варианте равно 4 (один выключатель на ПС Сквородино, три выключателя на проектируемой ПС). При этом варианте требуется замена опор на существующей линии Сквородино-БАМ в месте, где будет подключается проектируемая линия, также усложняющими факторами является переход через железнодорожные пути и через реку Большой Невер, следовательно, это требует установки специальных опор.

2. Подключение проектируемой ПС осуществляется по двум линиям, подходящим к ПС Сквородино. Присоединение осуществляется на одном номинальном напряжении 110 кВ. Этот вариант имеет минимальное количество трансформаций, что положительно сказывается на функционировании сети. Суммарная длина линий 26 км. Для подключения планируемой ПС требуется установка двух выключателей на ОРУ 110 кВ ПС Сквородино.

3. Подключение проектируемой ПС осуществляется по двум линиям, одна линия заходит на ПС Сквородино, другая линия заходит на ПС БАМ. Присоединение осуществляется на одном номинальном напряжении 110 кВ. Длина линии до ПС Сквородино составляет примерно 13 км, для до ПС БАМ составляет примерно 30 км. Суммарная длина линий 33 км. Для подключения данной подстанции требуется установка одного линейного выключателя на ПС Сквородино и одного линейного выключателя на ПС БАМ. Усложняющими факторами является переход ВЛ через железнодорожные пути и через реку Большой Невер, следовательно, это требует установки специальных опор.

4. Подключение проектируемой ПС осуществляется по двум линиям, подходящим к ПС БАМ. Присоединение осуществляется на одном номинальном напряжении 110 кВ. Длина одной линии составляет 30 км, суммарная длина составляет 60 км. При данном подключении требуется установка двух линейных выключателей на ПС БАМ. Усложняющими факторами является переход двух ВЛ через железнодорожные пути и через реку Большой Невер, следовательно, это требует установки специальных опор.

Варианты подключения проектируемой ПС представлены на листе 2.

При выборе вариантов подключения необходимо учитывать то, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки и удобны при дистанционном управлении [8].

При выборе схем должно учитываться то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно. Развитие сети предусматривается использованием таких типов РУ, как мостик, что повышает надежность сети.

Вариант №4 – большая суммарная длина линии, по сравнению с другими вариантами. Требуется установка двух выключателей 110 кВ. Так как ПС БАМ питается от ПС Сквородино только по одной линии, то в случае аварии на этой

линии, проектируемая ПС останется без питания, что недопустимо с 1 категорией потребителей. Является не надежным вариантом.

Вариант №3 является кольцевой схемой, она более надежна чем предыдущий, но требует реконструкции сразу двух ПС, с установкой на каждой по одному линейному выключателю. Также требуется установка специальных опор для перехода через ж/д дороги и реку. Суммарная длина линий также является большой по сравнению с Вариантом №1 и №2.

Вариант №1 является также кольцевой схемой, требующим установку только одного выключателя на ПС Сквородино. Суммарная длина линий меньше, чем в других вариантах, но для ВЛ меньшей протяженностью требуется установка специальных опор для перехода через ж/д пути и реку Большой Невер.

Вариант №2 является магистральной сетью. По загруженности линий является самым оптимальным, также в этом варианте потери меньше, чем в 1 варианте. Является более надежным и простым, чем остальные варианты. Единственный вариант, не требующий установки специальных опор для перехода через реку и ж/д пути.

Результаты сравнения двух вариантов сети представлены на листе 3, 4. Сравнение производилось в ПВК RastrWin 3.

Для дальнейшего проектирования выбираем вариант подключения планируемой ПС к существующей сети №2.

2.3 Выбор номинального напряжения участков сети

Номинальное напряжение оказывает влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение сечения проводов, снижение потерь мощности и энергии, снижение эксплуатационных издержек. Но чем выше класс номинального напряжения, тем больше затраты на сооружение линии и распределительных устройств ПС.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, которая протекает по линии и длина.

Численное значение номинального напряжения сети/участков сети можно определить по формуле Илларионова, применяемая для напряжения 35 кВ и выше [8]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (16)$$

где l – длина участка, км;

P – поток мощности на участке, МВт.

Эта эмпирическая формула позволяет получать точное значение напряжения в диапазоне от 35 до 1150 кВ. Следует учитывать то, что P - это мощность, передаваемая по одноцепной линии, если линия двухцепная, то мощность делится на два.

Значения потоков активной мощности можно получить по следующей формуле:

$$P_{ij} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{\sum_{i=1}^n l_i}, \quad (17)$$

где P – максимальная мощности на ПС, МВт;

l – длина участка, км.

Значения потоков мощности участков сети получены по результатам контрольного замера от 21.12.2018 г., следовательно, необходимо рассчитать потоки мощности на проектируемых участках сети. Подробный расчет приведен в Приложении Б.

Определяем рациональное напряжение в случае питания планируемой ПС по двум линиям от ПС Сковородино:

$$U_{\text{рацСковородино.ПС}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{13} + \frac{2500}{12,395 \cdot 2}}} = 47,573 \text{ кВ}$$

Делаем вывод о том, что номинальное напряжение ПС необходимо принять 110 кВ, и подключение необходимо выполнить на указанном уровне напряжения.

2.4 Компенсация реактивной мощности

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне НН, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности будет равным 0,4 [18]. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с заданным и установить требуется ли компенсация реактивной мощности.

Определяем требуемую нормируемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции:

$$Q_n = P \cdot \text{tg} \varphi_n \quad (18)$$

где P - максимальная активная мощность одной подстанции, МВт;

$\text{tg} \varphi_n$ - предельный коэффициент мощности, равный 0,4.

Затем определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции:

$$Q_{\text{треб}} = Q_{\text{max}} - Q_n \quad (19)$$

где Q_{max} - максимальная реактивная мощность, Мвар;

Q_n - требуемую нормируемую мощность.

Рассчитаем мощности для всех подстанций, как для зимнего, так и летнего максимумов.

Результаты расчетов занесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Компенсация реактивной мощности

ПС	Зима		Лето	
	$Q_{неск}$	Тип КУ	$Q_{неск}$	Тип КУ
Тында	-3,811	Не требуется	-6,907	Не требуется
Сковородино	-11,755	Не требуется	-1,294	Не требуется
БАМ	0	Не требуется	0,187	Требуется
Проектируемая	0	Не требуется	0,702	Требуется

После расчета видно, что на проектируемой подстанции и ПС БАМ нужно установить компенсирующее устройство.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств по формулам:

$$Q_{KVi} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ Мвар} \quad (20)$$

Для выбора компенсирующих устройств необходимо вычислить фактическую мощность для каждой из подстанций, Мвар:

$$Q_{\text{треб}}^{KV} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{СИ}} \quad (21)$$

где $N_{СИ}$ - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению Q_{KV} выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Для данного проекта выбираем продукцию научно - производственное объединение ПромЭж в Екатеринбурге. По их линейке мощностей и выбираем КУ для подстанций.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - N_{СИ} \cdot Q_{KV\phi} \quad (22)$$

где $Q_{КУФ}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Таблица 16 – Компенсация реактивной мощности летом

ПС	$Q_{КУ1су}$	Тип КУ	Мощность, Мвар	Количество	$Q_{КУФ}$	$Q_{неск}$
БАМ	0,103	УКЛ56-10,5-112,5 УЗ	0,112	1	0,112	0,899
Проектируемая	0,386	УКЛ56-10,5-112,5 УЗ УКЛ56-10,5-300 УЗ	0,112 0,300	1 1	0,412	3,39

2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью [10].

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_T \cdot K_3}, \quad (23)$$

где $P_{срi}$ – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n_T – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7).

$$S_P = \frac{\sqrt{10,329^2 + 4,132^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,946$$

По каталожным данным принимаем трансформатор типа ТДН 10000/110/10 [3]. Расшифровывается как трехфазный двухобмоточный трансформатор, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой.

В послеаварийном режиме, когда один трансформатор отключился защитой, коэффициент загрузки оставшегося не должен выходить за границы интервала 1,4. Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

Следовательно, проверяем выбранный трансформатор на подстанции, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме:

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \leq 0,75 \quad (24)$$

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{10,329^2 + 4,132^2}}{2 \cdot 10} = 0,556$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$K_3^{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{Тном}}} \leq 1,4 \quad (25)$$

$$K_3^{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{10,329^2 + 4,132^2}}{10} = 1,112$$

Неравенства соблюдаются, следовательно, мощность трансформатора выбрана верно.

2.6 Выбор сечений линий электропередачи

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов осуществляется в данном проекте по методу экономических токовых интервалов [17].

Для этого найдем максимальный ток в воздушных линиях электропередачи:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max 3}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (26)$$

где $P_{\max 3}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Далее находятся расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (27)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации линии;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки.

Для линии напряжением 110 кВ коэффициент α_i может быть принят равный 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в процессе наиболее часто встречающихся темпов увеличения нагрузки.

Коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки α_i , примем равным 1, так как отсутствуют данные числа часов применения максимальных нагрузок линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы.

Необходимо после выбора сечения, проверить ВЛ по нагреву проводов в послеаварийном режиме.

Рассчитаем максимальный ток для одноцепной линии Проектируемая ПС – Сквородино 110 кВ:

$$I_{\max \text{ПС.Сквородино}} = \frac{\sqrt{10,395^2 + 4,958^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} \cdot 10^3 = 35,034 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_{\text{РасчПС.Сквородино}} = 36,786 \cdot 1,05 \cdot 1 = 36,786 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) и напряжения 110 кВ выбираем провод марки АС-95/16 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части 95 мм² и несущей стальной 16 мм²) [8].

Проверка выбранного сечения производится по нагреву длительно-допустимым током. Для провода марки АС-95/16 длительный допустимый ток равен 330 А [8].

3 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ РУ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Определяющим при проектировании электрической части подстанций является выбор схемы электрических соединений, так как он определяет состав элементов и связей между ним [13].

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип проектируемой подстанции;
- число и мощность устанавливаемых силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- категоричность приемников электрической энергии;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- экономичность принимаемых вариантов;
- гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании.

При выборе схемы электрических соединений необходимо использовать действующие нормативные документы по выбору типовых схем подстанций и критериев их предпочтительного использования.

Исходя из количества присоединений, категории потребителей на проектируемой ПС 110/10 кВ принимаем следующие схемы распределительных устройств:

1) ОРУ 110 кВ

Для данного типа ПС выбираем схему №5АН, «Мостик с выключателями в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора» [29]. Так как подстанция подключается к ПС Сквородино 110 кВ существующей ПС 220 кВ Сквородино с образованием двух линий 110 кВ (тупиковая схема питания ПС), то схема №110-5АН является оптимальной по соотношениям цены, надежности и минимального землеотвода для проектируемого количества присоединений 110 кВ (три выключателя на 4 присоединения – две линии ВЛ – 110 кВ и два силовых тарнсформатора 110 кВ) согласно рекомендаций СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [29].

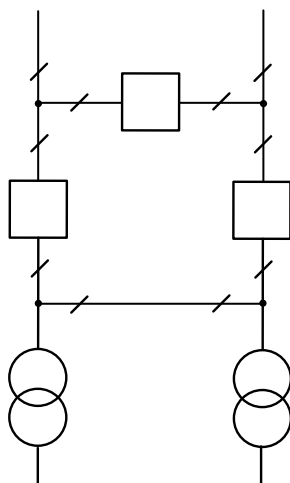


Рисунок 4 – Схема РУ – Мостик с выключателем в цепях трансформатора и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора

Основные эксплуатационные и экономические критерии применения данной схемы [29]:

- в нормальном режиме разъединители и выключатели включены;
- требует три ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии)
- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений;
- наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети;
- при прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии, коммутация линий выполняется двумя выключателями [29];
- является лучшей схемой с позиции надежности и экономичности для проходных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами.
- имеет возможность расширения до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой либо без нее);
- трансформаторы напряжения устанавливаются на каждом линейном присоединении мостика. Трансформаторы напряжения предусматриваются с тремя

вторичными обмотками, одна из которых предназначена для подключения расчетных счетчиков.

2) КРУ 10 кВ

Для низкой стороны выбираем схему №9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Так как силовые трансформаторы не имеют расщепленной обмотки 10 кВ и проектом не предусматривается установка токоограничивающих расщепленных реакторов принята схема №9. Упрощенная схема РУ приведена на рисунке 6.

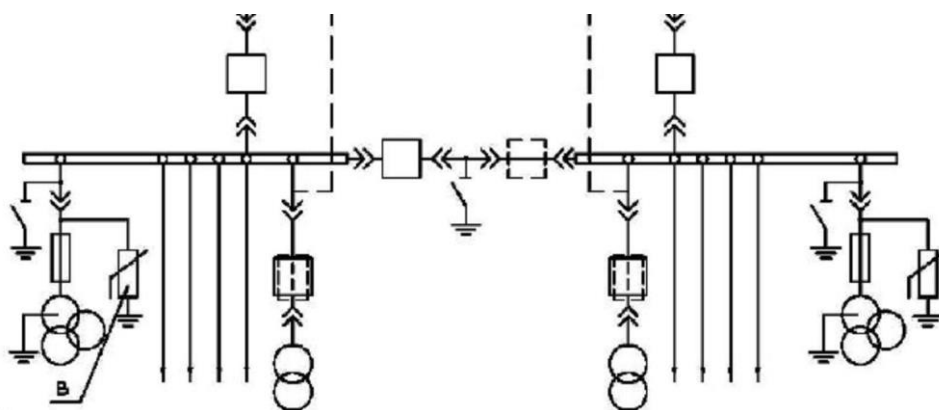


Рисунок 5 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Основные эксплуатационные и экономические критерии применения данной схемы [29]:

- наличие попарно резервируемых линий (попарно резервируемые линии, подключенные к различным секциям распределительного устройства; при отключении одной линии ее нагрузка перераспределится на оставшуюся в работе линию), а также линий, резервируемых от других подстанций;
- отсутствует необходимость сохранения в работе всех присоединений к каждой секции при ее отключении;
- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений;
- наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

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

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток короткого замыкания.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный вычислительный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов [15].

В электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления.

Расчет сопротивлений прямой последовательности [13].

Генератор:

$$X_{Г} = X''_{дном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \text{ Ом} \quad (28)$$

где $X''_{дном}$ - переходное сопротивление генератора;

$U_{ном}^2$ - квадрат среднего напряжения;

$S_{ном}$ - номинальная мощность генератора.

Это сопротивление считается подключенным к источнику с $E_{Г} = 1$.

Система:

$$X_{С} = \frac{U_{ном}^2}{S_{КЗ}} \text{ Ом} \quad (29)$$

где $U_{ном}^2$ - квадрат среднего напряжения;

$S_{КЗ}$ - мощность КЗ системы.

Это сопротивление считается подключенным к источнику с $E_{С} = 1,13$.

Сопротивления линий находятся считается следующим образом:

$$x_{Л} = x_{О} l \text{ Ом} \quad (30)$$

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно для нахождения однофазного тока сопротивление линии необходимо умножить на 3, а для двухцепной ВЛ со стальными закалёнными тросами сопротивление прямой последовательности умножается на 4,7 [8].

Генератор:

$$X_{Г} = X''_{дном} \cdot 1,22 \text{ Ом} \quad (31)$$

где $X''_{дном}$ - переходное сопротивление генератора.

Расчет токов короткого замыкания произведен в ПВК RastrWin3.

Алгоритм расчета токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3:

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать номер, тип нейтрали и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается как «зак», изолированная нейтраль как «у». Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности трансформаторов и линий, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и обратной последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 17 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
зак	1	Г1	15,75
зак	11	Г2	15,75
зак	111	Г3	15,75
у	10	НГРЭС ВН	220
у	12	АТ-1 0	220
зак	13	НГРЭС СН	110
у	14	АТ-2 0	220
зак	15	АТ-1 НН	6
зак	16	АТ-2 НН	6
у	2	ПС НПС-19	220
у	20	ПС НПС-19	220
у	3	ПС Тында ВН СШ1	220
у	30	ПС Тында ВН СШ2	220
у	32	АТ-2 0	220
зак	333	АТ-2 НН	35
у	34	АТ-1 0	220
зак	35	АТ-1 СН	110
зак	355	АТ-1 НН	35
у	4	ПС Сквородино ВН СШ1	220
у	40	ПС Сквородино ВН СШ2	220
у	41	АТ-2 0	220
зак	42	АТ-2 СН	110
зак	422	АТ-2 НН	35

Тип	Номер	Название	U_ном
у	43	АТ-1 0	220
зак	44	АТ-1 СН	110
зак	444	АТ-1 НН	35
у	45	Т-1 0	110
зак	46	Т-1 СН	35
зак	47	Т-1 НН	10
у	48	Т-2 0	110
зак	49	Т-2 СН	35
зак	491	Т-2 НН	10
у	5	ПС БАМ ВН СШ1	110
у	50	ПС БАМ ВН СШ2	110
у	51	Т-1 0	110
зак	52	Т-1 СН	35
зак	53	Т-1 НН	10
у	54	Т-2 0	110
зак	55	Т-2 СН	35
зак	56	Т-2 НН	10
у	6	ПС ВН СШ1	110
у	60	ПС ВН СШ2	110
зак	61	Т-1 НН	10
зак	62	Т-2 НН	10

Таблица 18 – Ветви/Несим/ИД

Тип	N_нач	N_кон	Название	X	X ₀	Кт/г
Тр-р	60	62	ПС ВН СШ2 – Т-2 НН	139	139	0,096
Тр-р	6	61	ПС ВН СШ1 – Т-1 НН	139	139	0,096
Тр-р	54	56	Т-2 0 – Т-2 НН	131,2	131,2	0,091
Тр-р	54	55	Т-2 0 – Т-2 СН			0,318
Тр-р	50	54	ПС БАМ ВН СШ2 – Т-2 0	225,7	225,7	1,077
Тр-р	51	53	Т-1 0 – Т-1 НН	131,2	131,2	0,091
Тр-р	51	52	Т-1 0 – Т-1 СН			0,318
Тр-р	5	51	ПС БАМ ВН СШ1 – Т-1 0	225,7	225,7	1,077
Тр-р	48	491	Т-2 0 – Т-2 НН	35,7	35,7	0,091
Тр-р	48	49	Т-2 0 – Т-2 СН			0,318
Тр-р	42	48	АТ-2 СН - Т-2 0	56,9	56,9	1,056
Тр-р	45	47	Т-1 0 – Т-1 НН	35,7	35,7	0,091
Тр-р	45	46	Т-1 0 – Т-1 СН			0,318
Тр-р	44	45	АТ-1 СН - Т-1 0	56,9	56,9	1,056
Тр-р	41	422	АТ-2 0 – АТ-2 НН	195,6	195,6	0,159
Тр-р	41	42	АТ-2 0 – АТ-2 СН			0,484
Тр-р	40	41	ПС Сквородино ВН СШ2 – АТ-2 0	104	104	1,000

Тип	N_нач	N_кон	Название	X	X ₀	Кт/г
Тр-р	43	444	АТ-1 0 - АТ-1 НН	195,6	195,6	0,159
Тр-р	43	44	АТ-1 0 - АТ-1 СН			0,484
Тр-р	4	43	ПС Сквородино ВН СШ1 - АТ-1 0	104	104	1,000
Тр-р	32	333	АТ-2 0 - АТ-2 НН	195,6	195,6	0,159
Тр-р	32	35	АТ-2 0 - АТ-1 СН			0,505
Тр-р	30	32	ПС Тында ВН СШ2 - АТ-2 0	104	104	1,000
Тр-р	34	355	АТ-1 0 - АТ-1 НН	195,6	195,6	0,159
Тр-р	34	35	АТ-1 0 - АТ-1 СН			0,505
Тр-р	3	34	ПС Тында ВН СШ1 - АТ-1 0	104	104	1,000
Тр-р	13	111	НГРЭС СН - Г3	6,1	6,1	0,130
Тр-р	13	11	НГРЭС СН - Г2	6,1	6,1	0,130
Тр-р	14	16	АТ-2 0 - АТ-2 НН	131	131	0,029
Тр-р	14	13	АТ-2 0 - НГРЭС СН			0,526
Тр-р	10	14	НГРЭС ВН - АТ-2 0	59,2	59,2	1,000
Тр-р	12	15	АТ-1 0 - АТ-1 НН	131	131	0,029
Тр-р	12	13	АТ-1 0 - НГРЭС СН			0,526
Тр-р	10	12	НГРЭС ВН - АТ-1 0	59,2	59,2	1,000
Тр-р	10	1	НГРЭС ВН - Г1	25,7	25,768	0,072
ЛЭП	44	60	АТ-1СН - ПС ВН СШ2	5,64	26,508	
ЛЭП	44	6	АТ-1 СН - ПС ВН СШ1	5,64	26,508	
ЛЭП	42	5	АТ-2 СН – ПС БАМ ВН СШ1	9,91	29,736	
ЛЭП	30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сквородино ВН СШ2	66,6	313,11	
ЛЭП	3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сквородино ВН СШ1	67,3	316,35	
ЛЭП	20	30	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ2	84,5	397,48	
ЛЭП	10	20	НГРЭС ВН –ПС НПС 19	1,91	8,977	
ЛЭП	2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	84,5	397,48	
ЛЭП	10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	1,91	8,977	
Выкл	61	62	Т-1 НН - Т-2 НН			
Выкл	6	60	ПС ВН СШ1 - ПС ВН СШ2			
Выкл	53	56	Т-1 НН - Т-2 НН			
Выкл	52	55	Т-1 СН - Т-2 СН			
Выкл	5	50	ПС БАМ ВН СШ1 - ПС БАМ ВН СШ2			
Выкл	47	491	Т-1 НН - Т-2 НН			
Выкл	46	49	Т-1 СН - Т-2 СН			
Выкл	42	44	АТ-2 СН - АТ-1 СН			
Выкл	4	40	ПС Сквородино ВН СШ1 - ПС Скво- родино ВН СШ2			
Выкл	3	30	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Тында ВН СШ2			

Таблица 19 – Генератор/Несим

N	Название	N узла	x	X2	E
1	Г1	1	0,226	0,276	16
2	Г2	11	0,226	0,276	16
3	Г3	111	0,226	0,276	16

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ [17], проверяется отключающая способность выключателей, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения [13]:

- $I_{по}$ - периодическая составляющая тока КЗ;
- $i_{y\partial}$ - ударный ток КЗ;
- i_a - аperiodическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени.

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Токи периодической составляющей проектируемой подстанции

Степень тр-ции	N _{уз}	Тип	I _{по}
110	6	3ф	2,8321
10	61	3ф	7,5682

Ударный ток, аperiodическая составляющая тока КЗ и ударный коэффициент, рассчитываются по формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no} \quad (32)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (33)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \quad (34)$$

где $I_{по}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 10 кВ - 0,01 с.

Результаты расчета необходимых токов короткого замыкания приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}$, кА	T_a , с	$K_{уд}$	I_{a0} , кА	$i_{уд}$, кА
К1	2,8321	0,03	1,717	4,005	6,875
К2	7,5682	0,01	1,368	10,703	14,64

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ

На этапе проектирования необходимо произвести выбор и проверку следующего оборудования проектируемой ПС 110/10 кВ [13]:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- сборных шин;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с РУ и основными аппаратами;
- силовых кабелей;
- устройств ОПН.

5.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току. Проверяется происходит по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ [13].

Определяется значение максимального рабочего тока для выключателей 110 кВ:

$$I_{\max p} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (35)$$

где S_{BH} - номинальная мощность трансформатора, кВА,
 $U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\max p} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,486 \text{ А}$$

Условия выбора выключателей следующие:

- тип установки (наружная или внутренняя);

- тип выключателя;
- номинальное напряжение выключателя, $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- номинальный ток выключателя, $I_{тах} \leq I_{ном}$.

Проверку выбранного предварительно выключателя произведем по следующим параметрам [13]:

1) проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)}, \quad (36)$$

где $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов;

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

2) проверка по включающей способности:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}, \quad (37)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (38)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

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

$I_{по}^{(3)}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

3) проверка аperiodической составляющей тока короткого замыкания по возможности отключения:

$$i_{аном} \geq i_{ат}, \quad (39)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся рассчитываются по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100}, \quad (40)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (41)$$

где $\beta_{норм}$ – номинальное значение относительное содержание аperiodической составляющей в отключающем токе, %;

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

$$\tau = t_{зmin} + t_{св}, \quad (42)$$

где $t_{зmin}$ – минимальное время действия РЗ, $t_{зmin} = 0,01$ с;

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

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{нт}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то разрешается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}, \quad (43)$$

4) проверка на электродинамическую стойкость производится по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (44)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (45)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

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

5) проверка на термическую стойкость производится по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (46)$$

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

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

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

Полный импульс квадратичного тока КЗ находится из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (47)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Время отключения (расчетная продолжительность тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (48)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи с учетом АПВ (автоматического повторного включения), с;

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

Для распределительного устройства выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Баковые выключатели по сравнению с колонковыми имеют большую сейсмостойкость из-за своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона.

ВЭБ-110 сделан в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) находятся на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель изготовлен с целью эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузки. С помощью установленным датчиков температуры, в нем предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [7].

ВЭБ-110 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-110. На полюсы выключателя может быть установлено до шести трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-110 для ПС

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 52,486 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,8321 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,8321 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ.НОМ} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 6,875 \text{ кА}$	$i_{ВКЛ.НОМ} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,8321 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 6,875 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,8321^2 \cdot (2,5 + 0,055 + 0,03) = 20,734 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,87 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Данный выключатель проходит проверку по всем параметрам.

5.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично выбору выключателей, только выбор не требует проверку на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током [13].

На ПС выберем, где приняты к установке выключатели ВЭБ-110, для проверки разъединители марки – РПД-110 УХЛ1 произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Тип привода – пружинный». Расшифровывается как разъединитель подвешеного исполнения с двухлучевой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный ток 1500 А, климатическое исполнение – УХЛ1.

Таблица 23 – Разъединитель РПД-110/1600 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 52,486 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 6,875 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 20,652 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 20,734 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 20,734 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из расчетов, данный вид разъединителя соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.3 Выбор и проверка ячеек КРУ

Для КРУ 6 – 10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а за место разъединителей, применяются втычные контакты [21].

В данной работе принимаем КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещено все оборудование. Корпус КРУ разделен на отсеки с металлическими перегородками и автома-

тически закрывающимися металлическими шторками для безопасного обслуживания и локализации аварий. Выключатель с приводами, установлены на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами при вкатывании тележки в шкаф. При выкатывании тележки контакты отключаются, и при этом выключатель будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными распределительными устройствами, где камера выключателя должна иметь возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте [7].

На низкой стороне 10 кВ выбираем КРУ внутренней установки марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К – 104 представлены в таблице 24. Таблица 24 – Основные параметры шкафа КРУ серии К – 104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток главных цепей шкафа, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания тока термической стойкости: для главной цепи для цепей замыкания	3 1
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина / высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10) У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 25.

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 52,486 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{\text{СКВ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$B_K = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 89,64 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} \leq B_{\text{KH}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 7,5682 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТ КЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{П t}} = 7,5682 \text{ кА}$	$I_{\text{П t}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 14,64 \text{ кА}$	$I_{\text{A t}} = 3,937 \text{ кА}$	$I_{\text{A t}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выключатель ВЭБ-110 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-110. Произведем проверку данных ТТ.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и трансформаторы тока проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Для выбора ТТ необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, а также иметь данные о длине соединительных проводов [13].

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов приблизительно можно принять для разных присоединений значениям, приведенным в таблице 26.

Таблица 26 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 110 кВ	65-90

На линиях 110 кВ необходимо устанавливать следующее оборудование: амперметр, ваттметр, варметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии. В таблице 27 приведен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Итого		10	9	10

Для выключателей ВЭБ-110 примем комплектацию трансформаторов тока №602-601. В данном комплекте присутствуют трансформаторы тока марок ТВГ-УЭТМ-110-0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и трансформаторы тока марок ТВГ-УЭТМ-110-5Р-1000/5 для защиты (количество на полюс – 3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для релейной защиты и автоматики – 5Р.

Для обеспечения нужного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_K) \text{ Ом}, \quad (49)$$

где $R_{ПРИБ}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$R_{ПРОВ}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

R_K – переходное сопротивление контактов.

$Z_{2НОМ}$ найдем по формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (50)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная вторичная нагрузка, ВА;

I_2 – номинальный вторичный ток, А.

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155 \text{ Ом}$$

$R_{ПРИБ}$ найдем по следующей формуле (51):

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (51)$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами, ВА;

$I_{2Н}$ - вторичный номинальный ток прибора, А.

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$R_{ПРОВ}$ найдем по формуле (52):

$$\Sigma R_{ПРОВ} = \rho \cdot \frac{l}{S_{ПРОВ}} \quad (52)$$

где l - длина соединительного кабеля;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление меди.

Переходное сопротивление контактов принимаем равным $R_K = 0,05$ Ом.

Сечение кабеля не известно и его необходимо найти, следовательно, приближенное сопротивление провода определяется по формуле:

$$R_{ПРОВ} = Z_{2НОМ} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K = 1,155 - 0,4 - 0,05 = 0,705 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле (52):

$$S_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВ}}} = \frac{0,0175 \cdot 90}{0,705} = 2,234 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке медный кабель с сечением 2,5 мм².

$$\text{Тогда } \Sigma R_{\text{ПРОВ}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВ}}} = 0,63 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_K + R_{\text{ПРОВ}} = 0,4 + 0,63 + 0,05 = 1,08 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВГ – 110.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{Р.МАХ}} = 52,486 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 6,785 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 22,627 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

По результатам сравнения, трансформаторы тока соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [13]:

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по номинальному напряжению установки;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке (проверка).

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}} \tag{53}$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в классе точности выбранном;

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

Для установки на проектируемой ПС выберем ТН произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» марки – ЗНГ – 110 кВ (трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые).

Трансформатор напряжения данной марки оборудован эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора напряжения даже при коротком внутреннем замыкании. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для такого ТН составляет $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$, верхнее значение температуры воздуха составляет $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Класс точности вторичной обмотки равен 0,2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице, приведенной ниже.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного трансформатора напряжения представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110\text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110\text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 400\text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 17,5\text{ ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

По результатам расчетов видно, что выбранным трансформатор соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.6 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов

В РУ напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная из сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор сводится к определению сечения и их проверке на термическую и электродинамическую стойкость.

Принято, что гибкие шины и токопроводы крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с очень большим расстоянием между фазами. Например, для сборных шин приняты расстояния: при 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м.

Выбор сечения по нагреву (допустимому току):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-95/16, так как $I_{\text{доп}} = 330$ А больше $I_{\text{макс}} = 52,486$ А, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие тока КЗ не проводится, так как шины выполнены на открытом воздухе голыми проводами.

Проверка по условиям коронирования не проводится, так как минимально допустимое сечение проводов по условию короны на 35-110 кВ равно 70 мм^2 .

По условиям схлестывания проверка не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС в начальный момент времени меньше 20 кА.

По экономической плотности тока проверка не производится, так как шины расположены на открытом РУ.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Выбираем сечение шин по допустимому току (по нагреву). Принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $20 \times 3 \text{ мм}^2$, марки АД31Т - из алюминиевого сплава, закаленные и состаренные (естественно); $I_{\text{доп}} = 215$ А.

Проверка шин по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\max} = 142 \text{ A} \leq I_{\text{дон}} = 215 \text{ A}.$$

Проверка на термическую стойкость:

По условию термической стойкости устанавливаем минимальное сечение, мм³:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (54)$$

где B_K - интеграл Джоуля, кА²с;

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{87 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

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

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м}. \quad (55)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, в выбранном типе КРУ К-104 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по следующей формуле, м⁴:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (56)$$

где q - поперечное сечение шины, равное 60 мм².

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

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента находится по следующей формуле, МПа:

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

где $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ К-104 равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{14640^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 18,561 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $18,561 < 89$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$, т.е. $18,561 \leq 127 \cdot 0,7$. Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 142 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 18,561 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\text{min}} = 3,5 \text{ мм}^2$	$q = 60 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$

В РУ токоведущие части соединяются с несущими конструкциями с помощью подвесных, проходных и опорных изоляторов [13].

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, по допускаемой механической нагрузке, а также по роду установки.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется, как нагрузка шин на один пролет. Согласно ПУЭ [17] расчетная нагрузка должна быть не больше 60 % от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, которая приводится в паспортных данных на изоляторы, и также должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (58)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (59)$$

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

$F_{разр}$ – нагрузка (разрушающая) на изгиб;

$F_{доп}$ – нагрузка (допустимая) на головку изолятора.

Выбор опорных изоляторов на 10 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОСК 4/10-П-1-УХЛ1 с $F_{разр} = 4000$ Н.

Изолятор расшифровывается как И – изолятор, О – опорный, С – стрежневой, К – кремнийорганическая резина (материал защитной оболочки изоляционной части), 4 – нормированная разрушающая механическая сила на изгиб в кН, 10 – класс напряжения, П – степень загрязнения.

Далее производится проверка изоляторов на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н:

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

где a – расстояние между фазами;

l – длина пролета между изоляторами.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14640^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 30,936 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Данные расчетов представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 30,936 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Данный изолятор может быть принят к установке на данной подстанции.

Выбор проходных изоляторов на 10 кВ:

Для выбора проходных изоляторов используется тот же алгоритм, что и для опорных изоляторов, только с добавлением требования: $I_{max} \leq I_{ном}$. Выбираем для 10 кВ проходные изоляторы марки ИПК 10/630-IV/II-A-УХЛ1 с $F_{разр} = 8000 \text{ Н}$. Расшифровка изолятора следующая: И – изолятор, II – проходной, К – кремнийорганическая резина (материал защитной оболочки изоляционной части), 10 – класс напряжения, 630 – номинальный ток, А, IV/II – максимальные степени загрязнения обоих концов изолятора, А – материал покрытия шин (алюминий). Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор проходных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 30,936 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_{max} = 142 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

На данной ПС для 110 кВ выбираем опорные изоляторы марки ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с $F_{разр} = 10000$ Н. Расшифровывается как: О – опорный, С – стрежневой, К - кремнийорганическая резина (материал защитной оболочки изоляционной части), 10 – минимальное разрушающие усилие на изгиб в кН, 110 – класс напряжения, А – индекс исполнения фланцев, 2 – степень загрязнения, УХЛ1 климатическое исполнение.

Проверка изоляторов на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6875^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 7$ Н	$F_{доп} = 6000$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

5.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от ее типа, мощности трансформаторов, наличия установленных синхронных компенсаторов, типа электрооборудования [8].

Наиболее важными потребителями собственных нужд подстанции являются система связи, оперативные цепи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения [8].

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по расчетной нагрузке электроприемников согласно таблице 35.

Таблица 35 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	3,6	0,95	0,33	1,2
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 10 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	133			66,9

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (61)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается равным 0,8;

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей СН по таблице 36 кВт и

Квар.

Получаем расчётную нагрузку ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{133^2 + 66,9^2} = 119,1 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле, приведенной ниже кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (62)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается равным 0,7;

N_T - количество трансформаторов СН на ПС.

$$S_T = \frac{119,1}{0,7 \cdot 2} = 85 \text{ кВА.}$$

По данным расчета выбираем трансформатор ТМ 100/10.

5.8 Разработка заземления и молниезащиты проектируемой ПС

5.8.1 Конструктивное исполнение заземления проектируемой ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Конструктивно заземление на подстанции реализуется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей, со стороной квадрата сетки равно 6 м. В узлах располагаются вертикальные заземлители. Сетка укладывается на глубину равной примерно 0,5-0,7 м. Для вертикальных заземлителей применяется прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции предполагает расчет импульсного сопротивления заземлителя, а также стационарного заземления, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Расчет заземления проектируемой ПС представлен в приложении В.

5.8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты территории подстанции применяют стержневые молниеотводы. Они могут быть установлены на линейных порталах, на крышах зданий, прожекторных мачтах, а также на отдельностоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет из себя пространство,

защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами, приведенными ниже:

Нормируется два вида зон:

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

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

В данной работе произведён расчет зоны защиты молниеотвода (равновеликие) типа – А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-110 кВ. Расчет представлен в приложении В.

5.8.3 Выбор и проверка ОПН

На высокой стороне 110 кВ приняты ОПН марки ОПН – У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (63)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 270 кВ.

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 180 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (64)$$

где l и ν - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{270-180}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 589 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (65)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{589}{110} = 5,3 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-110 кВ с классом 4 энергоёмкости (до 5,8 кДж/кВ).

На низкой стороне 10 кВ приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL-10 У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{\text{ост}} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВт/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ).

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

6.1 Конструкция провод

Для подвеса на проектируемых линиях был выбран провод марки АС-95/16.

Провода этой марки состоят из стального сердечника (нержавеющей стали) и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны [8].

Технические характеристики провода АС-95/16:

а) максимально длительная температура проводов при эксплуатации не должна превышать $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$;

б) разрывное усилие провода составляет 33369 Н;

в) расчетная масса провода составляет 385 кг/км;

г) наружный диаметр провода равен 13,5 мм²;

д) допустимый ток при эксплуатации не должен превышать 330 А;

е) срок службы не менее 45 лет;

ж) электрическое сопротивление 1 км провода по постоянному току 0,3007 Ом;

з) диаметр стального сердечника 4,5 мм²

6.2. Выбор опор

В настоящий момент огромное распространение получили многогранные стальные опоры. Многогранные опоры устанавливаются для линий электропередачи напряжением от 10 кВ и выше. Многогранные опоры используются в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус $60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Многогранным опорам преимущественны следующие достоинства:

- транспортабельность;
- малый отвод земли;
- надежность;
- вандалоустойчивость;

- адаптивность;
- высокая скорость монтажа.

В районе строительства проектируемых линий предпочтительнее установка стальных многогранных опор, местность необжитая, труднодоступная, со сложными природно-климатическими условиями. При применении таких опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы. Также большим плюсом применения таких опор является более дешевая транспортировка, они гораздо легче, чем решетчатые опоры, что облегчает выкладку и сбор опор.

Исходя из расчетного сечения провода АС-95/16 и количества цепей с учетом гололедно-ветровой нагрузке и нормативной толщины стенки гололеда принимается тип промежуточных опор «стальная промежуточная многогранная одноцепная опора ВЛ 110 кВ (ПМ110-1Ф)» и тип анкерных опор «стальная анкерная многогранная одноцепная опора ВЛ 110 кВ с подставкой высотой 9 м (АМ110-1Ф)».

Для данного типа опор принимается:

- длина габаритного пролета $l_{\text{габ}}=270$ м;
- длина весового пролета $l_{\text{вес}}=330$ м;
- длина ветрового пролета $l_{\text{вет}}=285$ м.

6.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для крепления провода воздушной линии электропередачи к опоре выбираем изоляторы марки ПС300В (подвесной стеклянный изолятор).

Параметры выбранного изолятора:

- длина пути утечки составляет 385 мм;
- механическая разрушающая сила составляет 300 кН;
- диаметр тарелки равен 320 мм;
- строительная высота равна 195 мм.

Выбор изоляции осуществляется с помощью удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Длина пути утечки изолятора такой марки составит:

$$L = 1,5 \cdot 130 \cdot 1,2 = 234 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{234}{38,5} + 2 = 7,89.$$

Округляя до целого значения, получим 8 изоляторов в гирлянде.

Для крепления грозотроса ТК-9,1 выберем изолятор марки – ПС160Д. Количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух. Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении следует выбирать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

6.4 Выбор линейной арматуры

Линейная арматура используется для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре.

Основные виды линейной арматуры, которые необходимы для данной воздушной линии электропередачи [10]:

- 1) зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов на опорах;
- 2) сцепная арматура, которая служит для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и также для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- 3) соединительная арматура, которая служит для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на анкерных опорах;
- 4) гасители вибрации (ГВН).

На ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре [17].

Конструкции поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов должны обеспечивать возможность удобного производства строительно-монтажных и ремонтных работ. Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [17].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует выбирать только в глухих зажимах [17].

Соединения проводов и тросов производится при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [17].

Применение распорок и защитной арматуры для линии 110 кВ не требуется.

6.5 Заземление ВЛ

Воздушные линии 110-750 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине линии. Воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены [17].

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы обязаны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете подбираются таким образом, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при коротком замыкании на линии, не происходил пробой искровых промежутков [17].

Защитные аппараты, применяемые на опорах ВЛ для защиты от грозových перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [17].

Соединение тросов с заземляющими устройствами на металлических и железобетонных опорах всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [17].

Заземлители ВЛ должны быть на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором [17].

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно составлять не менее 35 мм², а для однопроволочных спусков диаметр должен составлять не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков, диаметр которых составляет не менее 6 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно составлять не более 30 Ом.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Расстановка комплектов защиты и автоматика при развитии электрической сети

Для линий напряжением 110-500 кВ должны быть установлены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [17].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий нужно устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например, на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков, то должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется применять токовую отсечку без выдержки времени [17].

От замыканий на землю должна установлена ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть введена только с источника, откуда может быть подано питание питания [17].

Для линий напряжением 110-220 кВ рекомендуется использовать основную защиту с применением высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это рационально по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [17].

7.2 Релейная защита трансформатора на ПС

Релейная защита для силовых трансформаторов предусматривает защиту от повреждений и ненормальных режимов работы [9].

К повреждениям силовых трансформаторов относятся:

- многофазные КЗ в обмотках трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках, присоединённых к сети с глухозаземленной нейтралью.

К ненормальным режимам силовых трансформаторов относятся:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузке трансформатора;
- понижение уровня масла.

7.2.1 Исходные данные для расчета установок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т»

Описание устройства «Сириус-Т» [29].

Устройство «Сириус-Т» постоянно находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений трансформатора.

Конструктивно устройство выполнено в виде стального блока (кассеты), имеющего лицевую панель (пульт управления).

В блоке расположены модули с установленными на них печатными платами и другими элементами. В устройство входят следующие основные узлы:

- модуль микропроцессорного контроллера;
- модуль клавиатуры и индикации;
- модуль питания;
- модуль выходных реле;
- модуль выходных реле и оптронных входов;
- модуль входных развязывающих трансформаторов тока.

Габаритные размеры данного устройства следующие: 305x190x225 мм.

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-Т» для защиты трансформатора ТДН-10000/110:

- на стороне высокого напряжения 110 кВ – звезда;
- на стороне низкого напряжения 10 кВ – треугольник.
- трансформаторы тока на сторонах собраны в звезду;
- номинальная мощность трансформатора – 10 МВА;
- номинальное напряжение – 115 кВ/11 кВ;
- диапазон регулирования РПН $\pm 9 \cdot 1,78 \%$;

- максимальное время защит линий, отходящих от шин НН данного трансформатора, $t_{\max} = 2,0$ с.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка К1) и шинах 10 кВ (точка К2) приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Токи КЗ для расчета уставок защит трансформатора

Расчетная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К ₁)	2,832
На стороне 10 кВ (К ₂)	7,568

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, следовательно, необходимо знать, какие токи протекают по трансформаторам тока при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{I_{K3}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (66)$$

где $I_{K3}^{(3)HH}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К2)

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора 110/10 кВ.

Найдем ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах НН (точка К2), приведенный к стороне ВН данного трансформатора:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{7568}{115 / 11} = 723,89 \text{ А.}$$

Далее произведен расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора, токовой отсечки, максимальной токовой защиты, а также расчет защиты от перегрузки трансформатора [9].

7.2.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-Т», описание которого приведено выше. Для начала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду [29].

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон приведена в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор трансформаторов тока на сторонах трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		115 кВ	11 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	50,204	524,864
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	100/5	750/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	2,51	3,499
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН} , I_{ном.НН}$	2,5	3,5
Размах регулирования РПН, %		16	

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого следует выбрать уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН составляет 723,89 А.

Относительное значение этого тока определяется по следующей формуле:

$$I_{кз.внеш}^{\max} = \frac{I_{K2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (67)$$

$$I_{кз.внеш}^{\max} = \frac{723,89}{50,204} = 14,419$$

Уставка дифференциальной отсечки определяется по формуле:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{ОТС} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{\max}, \quad (68)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, который равным 1,2;

$K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$ (так вторичный номинальный ток равен 5 А).

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 14,419 = 12,112.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 20$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки тогда будет равен:

$$I_{\text{диф}} = 20 \cdot 50,204 = 1004 \text{ А.}$$

Произведем проверку коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{2453}{1004} = 2,443 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка (ДЗТ-1) устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Для этой защиты необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$$\frac{I_{\text{Д1}}}{I_{\text{ном}}} - \text{базовая уставка ступени ДЗТ-2;}$$

$K_{\text{торм}}$ - коэффициент торможения;

$$\frac{I_{\text{Т1}}}{I_{\text{ном}}} - \text{вторая точка излома тормозной характеристики;}$$

$$\frac{I_{\text{ДГ1}}}{I_{\text{ДГ2}}} - \text{уставка блокировки от второй гармоники.}$$

Базовая уставка ступени берется в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, то ток срабатывания дифференциальной защиты должен составлять:

$$I_{диф} = K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (69)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - погрешность номинальных токов трансформатора, обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$ - сквозной ток, проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, можно принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50 %, или $K_{пер} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки меньше 50 %.

Второе слагаемое объясняется наличием РПН у трансформатора. В устройстве существует автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда это поднастройка действует, $\Delta U_{РПН}$ не должно превышает 4%. Однако она действует медленно и действует лишь при загрузке трансформатора

свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена и из этого следует что за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН.

Третье слагаемое по данным фирмы-изготовителя можно принимать $\Delta f_{добав} = 0,04$.

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует этот ток умножить на коэффициент отстройки $K_{одн}$, который следует принимать равным 1,3 (возможно снижение до 1,1-1,15).

$$\begin{aligned} I_{диф} &= K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} \\ &= 0,52 \cdot I_{скв} \end{aligned}$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (70)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению (для того чтобы реле не сработало):

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (71)$$

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \text{ \%}.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{Т1} / I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики, уставка которой равна $I_{Т1} / I_{ном} = 1,5 - 2$.

Первая точка излома тормозной характеристики устанавливается в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (72)$$

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Условие $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$ – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$ рекомендуется на уровне 12-15 % (на основании данных фирмы). Принимаем $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$.

Таким образом, полученные характеристики ДЗТ-2 представлены ниже:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 - \text{базовая уставка ступени};$$

$$K_{торм} = 65 \% - \text{коэффициент торможения};$$

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 - \text{первая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 - \text{уставка блокировки от второй гармоники}.$$

Произведем проверку расчетного соотношения токов $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при выбранном способе формирования тормозного тока. Если это соотношение $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Найдем ток двухфазного КЗ, при известном токе трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 732,89 = 626,907 \text{ А.}$$

При КЗ на стороне НН в зоне действия защиты и при одностороннем питании защищаемого трансформатора, ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, равно:

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} = 626,907 / 50,204 = 12,487 \text{ о.е.}$$

При данном КЗ относительное значение тормозного тока в реле равно:

$$I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot (626,907 / 50,204) = 6,244 \text{ о.е.}$$

Расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов $I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{ТОРМ}}$ лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2» в данном случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}} / I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{Д1}} / I_{\text{НОМ}}} \tag{73}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{12,112}{0,3} = 40,373 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита ДЗТ-2 проходит по коэффициенту чувствительности, следовательно, удовлетворяет всем требованиям

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Для этой защиты необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{Д} / I_{ном}$ - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

T - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах ДЗТ-3.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{Д1}/I_{ном}$), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет быстро выявить неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Исходя из выше сказанного, принимаем значения уставок следующие:

$$I_{Д} / I_{ном} = 0,1; T = 10 \text{ с.}$$

7.2.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок МТЗ-1 высокого напряжения защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{А ВН}$, $I_{В ВН}$, $I_{С ВН}$ и требуется для защиты от всех видов коротких замыканий. МТЗ-1 отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания. Ток внешнего короткого замыкания – это ток короткого замыкания в точке К2, который приведен к стороне высшего напряжения, в данном случае он равен:

$$I_{К2}^{(3)ВН} = 723,89 .$$

Для НН получим:

$$I_{ТО} \geq 1,3 \cdot 723,89 = 941,057 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока, которые соединены в звезду. Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН равен, А:

$$I_{ср.то} \geq \frac{I_{ТО} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}} . \quad (74)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{941,057 \cdot 1}{100 / 5} = 47,053 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН изменятся в пределах от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ принимается ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-Т». Принимаем $I_{cp.mo} = 47,1 \text{ А}$.

Дальше необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}} \quad (75)$$

$$I_{TO} \geq \frac{47,1 \cdot 100 / 5}{1} = 942 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности осуществляется через двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_u \geq \frac{2453}{942} = 2,604 > 1,2.$$

Таким образом, по данным расчета в качестве резервной защиты трансформатора, устанавливаем токовую отсечку (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки (МТЗ-1 ВН).

Токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{то} = 0,1$ с.

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны 10 кВ трансформатора (МТЗ НН).

Резервная защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции нет необходимости использования МТЗ НН, так как сторона 10 кВ без источников питания. И, следовательно, МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-Т».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны 110 кВ трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий, а также для резервирования основных защит трансформатора. МТЗ в максимальном режиме отстраивается от максимального тока нагрузки.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры:

- коэффициент возврата реле, который равен $k_B = 0,92$;

- коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки, который равен $k_{отс} = 1,2$;

- коэффициент согласования с защитами предыдущих линий, равный $k_C = 1,1$,

Далее вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (76)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 115} = 23,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 23,1 = 45,2 \text{ А.}$$

Максимальная токовая защита подключается к трансформаторам тока также, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq \frac{45,2 \cdot 1}{100 / 5} = 2,26 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться в пределах от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток. Принимаем $I_{ср.мтз} = 2,26 \text{ А.}$

Необходимо рассчитать ток срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ТО} \geq \frac{2,26 \cdot 100 / 5}{1} = 45,2 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне 10 кВ (в точке К2):.

$$k_{\text{чНН}} \geq \frac{723,89}{45,2} = 16,015 > 1,5.$$

Отсюда следует вывод, что максимальная токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

7.2.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки силового трансформатора

Защита от перегрузки, как правило, применяется на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора можно следить только за токами в одной из его обмоток. В устройстве «Сириус-Т» есть возможность вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Приведение тока не требуется, так как уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{В.ном}}, \quad (77)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки, который равен 1,05;

$k_{\text{В}}$ - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ», который составляет 0,92;

$I_{\text{В.ном}}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки.

Для трансформатора ТДН 10000/110, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,5 и 3,5 А из таблицы 37.

Тогда расчетные значения уставки защиты от перегрузки будут равны:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,724} \cdot 2,5 = 3,626 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,724} \cdot 3,5 = 5,076 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Для защиты от перегрузки используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-Т».

7.2.5 Газовая защита силового трансформатора

Основной элемент - газовое реле. На трансформаторе в данной работе установлено реле типа ВФ-80/Q.

В соответствии с требованиями ПУЭ [17] схема защиты трансформатора предусматривает возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и тогда будет выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

7.3 Релейная защита воздушной линии

Для защиты воздушной линии выбираем оборудование отечественного производителя ООО Проектный центр «ЭКРА». Примем к установке шкаф дистанционной и токовой защит линии ШЭ 2607 021, сделанного на основе микропроцессорного терминала БЭ2704 [14].

Функции основной защиты линии осуществляет: мгновенная токовая отсечка (МТО), дистанционная защита (ДЗ) и токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП), в качестве резервной защиты – максимальная токовая защита (МТЗ), кроме того этот шкаф содержит устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Рассмотрим расчет релейной защиты для линии Сковородино - ПС.

7.3.1 Токовая отсечка для линии

Для линии Сковородино-ПС токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для селективной работы токовых отсечек на линии с двух сторонним питанием должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания [9].

Токовая отсечка при трехфазном коротком замыкании:

В данном случае максимальный ток внешнего КЗ равен $I_{кз2}^{(3)} = 2,832$ кА .

Ток срабатывания отсечки определяется по следующей формуле:

$$I_{сзто} = k_{омс} \cdot I_{кз2}^{(3)}, \quad (78)$$

где $I_{кз2}$ – максимальный ток КЗ на шинах соседней подстанции;

$k_{омс}$ – коэффициент отстройки, для реле с выдержкой времени равен 1,1.

$$I_{сзто} = 1,1 \cdot 2,831 = 3,114 \text{ кА}$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз1}^{(2)}}{I_{сзто}} \quad (79)$$

$$I_{кз1}^{(2)} = 1,258$$

$$k_{ч} = \frac{1,258}{3,114} = 0,4$$

Токовая отсечка при однофазном коротком замыкании:

В этом случае максимальный ток внешнего КЗ является $I_{КЗ2}^{(1)} = 1,025$ кА

$$I_{сзто} = 1,1 \cdot 1,025 = 1,128 \text{ кА}$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{1,025}{1,128} = 0,91 \geq 2$$

Так как токовая отсечка не удовлетворяет условию, то на линию устанавливаем максимальную токовую защиту (МТЗ).

МТЗ со стороны ПС Сковородино:

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сзМТЗ} = \frac{k_3 \cdot k_{сам}}{k_{в}} \cdot I_{расч.маx} , \quad (80)$$

где $I_{расч.маx}$ – расчетный максимальный ток для линии 110 кВ;

k_3 - коэффициент запаса составляет 1,2

$k_{сам}$ - коэффициент самозапуска составляет 2

$k_{в}$ - коэффициент возврата составляет 0,8

$$I_{расч.маx} = 0,052 \text{ кА}; \quad (81)$$

$$I_{сзМТЗ} = \frac{2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 0,052 = 0,156 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ1}}^{(2)}}{I_{\text{сзМТЗ}}}, \quad (82)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,258}{0,156} = 8,064 \geq 2$$

Время срабатывания МТЗ $t_{\text{ср}} = 0,5 \text{ с}$.

МТЗ со стороны проектируемой ПС:

$$I_{\text{расч.мах}} = 0,052 \text{ кА},$$

$$I_{\text{сзМТЗ}} = \frac{2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 0,052 = 0,156 \text{ кА}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,025}{0,156} = 6,571 \geq 2$$

7.3.2 Дистанционная защита линии

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации дистанционные защиты необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в линии. Направленность действия ДЗ выполняется при помощи дополнительных РНМ или применением направленных РС, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне (85 % длины линии), независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты лучше, чем МТЗ.

При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Предварительно, в зависимости от марки провода, определяется полное комплексное сопротивление линии для линии Сковородино – ПС:

$$Z_l = \sqrt{(r_0^2 + x_0^2)} \cdot l, \quad (83)$$

$$Z_l = \sqrt{(0,306^2 + 0,434^2)} \cdot 26 = 13,807 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$Z_{c.з.}^I = k_3 \cdot Z_l, \quad (84)$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, который учитывает погрешность защиты совместно с ТТ и ТН.

$$Z_{c.з.}^I = 0,85 \cdot 13,807 = 11,736 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по 2 основным условиям:

$$Z_{c.з.}^{II} \leq \begin{cases} k_3 \cdot \left(Z_l + 0,85 \cdot \frac{Z_{m1}}{2} \right), \\ k_3 \cdot (Z_l + 0,85 \cdot Z_{c.з.}^I) \end{cases} \quad (85)$$

$$Z_{c.з.}^{II} \leq \begin{cases} 0,85 \cdot \left(13,807 + 0,85 \cdot \frac{59,406}{2} \right) = 33,196 \text{ Ом} \\ 0,85 \cdot (13,807 + 0,85 \cdot 11,736) = 20,215 \text{ Ом} \end{cases}$$

В дальнейшем для расчетов из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее. Сопротивление $Z_{c.з.}^{II} = 20,215$ является расчетным.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше, чем выдержка времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.см}^I + \Delta t, \quad (86)$$

$$t_{c.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

В дальнейшем для расчетов из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч1}^{II} = \frac{Z_{c.з1.1}^{II}}{Z_{л}} \quad (87)$$

$$k_{ч1}^{II} = \frac{20,215}{13,807} = 1,46 \geq 1,25$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки воздушной линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода:

$$Z_{C.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot k_H \cdot k_B \cdot I_{нагр}} \quad (88)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,2;

k_B - коэффициент возврата (для реле сопротивления), равный 1,1.

$$Z_{C.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 330} = 131,216 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени для третьей ступени защиты:

$$t_{C.3}^{III} = t_{C.3.CM}^{II} + \Delta t, \quad (89)$$

$$t_{C.3}^{III} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\chi}^{III} = \frac{Z_{C.3}^{III}}{Z_L + Z_T / k_{ток}}, \quad (90)$$

где $k_{ток}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором, который равен 1.

Коэффициент чувствительности при КЗ на воздушной линии:

$$k_{\chi}^{III} = \frac{131,216}{13,807 + 59,406 / 1} = 1,792 \geq 1,25$$

Дальнее резервирование обеспечивается, так как коэффициент чувствительности больше, чем 1,25.

Для защиты электрических сетей с эффективно-заземленной нейтралью от замыканий на землю (ЗНЗ) используются максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Отстройка ТЗНП для ШЭ 2607 021 выполняется от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС.

Выполним расчет для линии Сковородино-ПС.

Отстройка осуществляется согласно следующему выражению:

$$I_0 = \frac{k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз}^{(3)}}{k_{ТТ}} \quad (91)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,25;

$k_{пер}$ – коэффициент увеличения тока КЗ, равный $1 \div 2$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, равный 0,5;

$k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ, равный $\frac{750}{5}$

$$I_0 = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 2832}{150} = 1,18$$

Проверка чувствительности выполняется согласно выражению:

$$K_{ч.} = \frac{3I_{0расч}}{k_{ТТ} \cdot I_0} \quad (92)$$

где $3I_{0расч}$ – ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой линии.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 1,025}{150 \cdot 1,18} = 15,373$$

МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока. Она полностью защищает линию, но никак не является быстродействующей, в отличие от дистанционной защиты. МТЗ в данной работе является резервной.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{K_{\text{НАД}} \cdot K_{\text{САМ.З}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Р.МАХ}} \quad (93)$$

где $K_{\text{над}}$ – коэффициент надежности, равный 1,2;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата устройства, равный 0,85;

$K_{\text{сам.з}}$ – коэффициент самозапуска двигателей, равный 1;

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,85} \cdot 330 = 465,882 \text{ А}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТЗ}}} \quad (94)$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{1258}{465,88} = 2,7 \geq 1,2$$

Полученные значения коэффициентов чувствительности больше 1,2, следовательно, данную защиту можно принять к установке.

8 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

8.1 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого силового трансформатора (автотрансформатора).

УРОВ на низкой стороне действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого силового трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает его отключение выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ на высокой стороне действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН. УРОВ на средней стороне действует как УРОВ на низкой стороне, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ на высокой стороне, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение определенного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжают питаться повреждения. Также возможно осуществление автоматической проверки исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

Требуется выбрать значение тока срабатывания УРОВ. Выбирается по следующей формуле:

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot I_{НОМ}, \quad (95)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

Величина выдержки времени УРОВ определяется по условиям отстройки от времени отключения исправного выключателя и с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, по следующей формуле:

$$T_{CP} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (96)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон (учитывает время срабатывания промежуточного реле или контактора) составляет $t_{ОТКЛ.В}=0,05$;

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от 20 до 0 $I_{НОМ}$ не более 0,03 с;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, которое принимается равным 0,1 с.

$$T_{CP} = 0,05 + 0,03 + 0,1 = 0,18 \text{ с};$$

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения. Это позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя.

Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ на высокой стороне.

В шкафах защиты ШЭ2607 021, которые выбраны в данной работе эта выдержка времени обозначается « $T_{УРОВ \text{ на себя}}$ » и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. Принимается равным:

$$T_{\text{УРОВ.НА.СЕБЯ}}=0,1 \text{ с};$$

8.2 Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1 кВ и выше; на шинах станций и подстанций, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Принцип действия АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраняются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят такие повреждения как перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, ошибочных действий дежурного персонала и т. д [9].

Выдержку времени устройства ТАПВ (трехфазного) на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного неодновременного отключения повреждения с обоих концов линии. ТАПВ однократного действия, с целью повышения эффективности, выдержку времени его увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) могут устанавливаться одни из следующих видов трехфазного

АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами РЗ;
- если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики, то АПВ не должно работать;
- должно обеспечиваться заданное количество циклов АПВ.
- в схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ-1} = t_{деионизации} - t_{вкл.Q} + t_{зан.} \quad (97)$$

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.выкл-я} + t_{зан.} \quad (98)$$

Время возврата схемы в состояние готовности к работе определяется для АПВ как $t_{АПВ-2} \approx 15 \div 20$ с.

8.3 Автоматическое включение резервного питания

Устройство автоматического ввода резерва является одним из главных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для таких предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины ПС разделены на две секции, каждая из них получает питание по самостоятельной линии, устройство АВР устанавливают на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования рассматривается во всех случаях, когда, перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но полностью не используется. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- обеспечивать однократность действия;
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного;
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

В целях сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории электроснабжения в случае внезапного уменьшения количества активной мощности в сети, устанавливаем быстродействующее устройство АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Защитное действие АЧР заключается в быстром отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

9.1 Выбор эквивалента сети для расчета

Так как планируется увеличение передаваемой мощности в Сковородинском районе, необходимо оценить, как данное воздействие повлияет на часть Амурской энергосистемы.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Амурской энергосистемы, включающий в себя Нерюнгринскую ГРЭС, ПС НПС-19 ПС Тында, ПС Сковородино, ПС БАМ и проектируемая ПС.

9.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Программно-вычислительный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями этого комплекса являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЦДУ ЕЭС) и его филиалы; Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения; территориальные АО-Энерго и РСК; проектные и научно-исследовательские институты [15].

Функции данного программно-вычислительного комплекса [15]:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);
- полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
- контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;

- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров [15].

Подготовка исходных данных для расчета осуществляется согласно пункту 1.4, приведенного выше.

9.3 Расчет максимального режима и его анализ

Максимальный режим рассчитывается на основе прогноза на 2024 год зимнего максимума нагрузки. Ниже представленные данные расчета.

Таблица 38 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное значение напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
1	Г1	15,75	15,75	0,00
11	Г2	15,75	15,75	0,00
111	Г3	15,75	15,75	0,00
10	НГРЭС ВН	220	236,80	7,64
12	АТ-1 0	220	230,20	4,63

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное значение напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
13	НГРЭС СН	110	121	10
14	АТ-2 0	220	230,20	4,63
15	АТ-1 НН	6	6,58	9,66
16	АТ-2 НН	6	6,58	9,66
2	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
20	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
3	ПС Тында ВН СШ1	220	223,98	1,81
30	ПС Тында ВН СШ2	220	224,02	1,83
32	АТ-2 0	220	220,73	0,33
333	АТ-2 НН	35	35,12	0,34
34	АТ-1 0	220	220,73	0,33
35	АТ-1 СН	110	111,40	1,27
355	АТ-1 НН	35	35,12	0,34
4	ПС Сквородино ВН СШ1	220	230,00	4,55
40	ПС Сквородино ВН СШ2	220	229,88	4,49
41	АТ-2 0	220	224,93	2,24
42	АТ-2 СН	110	108,75	-1,13
422	АТ-2 НН	35	35,79	2,25
43	АТ-1 0	220	224,93	2,24
44	АТ-1 СН	110	108,75	-1,13
444	АТ-1 НН	35	35,79	2,25
45	Т-1 0	110	112,34	2,12
46	Т-1 СН	35	35,72	2,05
47	Т-1 НН	10	10,21	2,09
48	Т-2 0	110	112,45	2,23
49	Т-2 СН	35	35,72	2,05
491	Т-2 НН	10	10,23	2,33
5	ПС БАМ ВН СШ1	110	107,90	-1,91
50	ПС БАМ ВН СШ2	110	107,90	-1,91
51	Т-1 0	110	111,51	1,37
52	Т-1 СН	35	35,37	1,05
53	Т-1 НН	10	10,07	0,73
54	Т-2 0	110	111,70	1,55
55	Т-2 СН	35	35,37	1,05
56	Т-2 НН	10	10,16	1,65
6	ПС ВН СШ1	110	108,39	-1,47
60	ПС ВН СШ2	110	108,39	-1,47
61	Т-1 НН	10	10,03	0,28

Напряжения не выходят за предел в 10 %, установленные ГОСТ 32144-2013. Напряжение 110 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования.

Таблица 39 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Ток в начале ветви I _{нач}	Ток в конце ветви I _{кон}	Длительно допустимый ток I _{длит. доп.}	Токовая нагрузка I / I _{доп.}
10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	164	164	710	23,10
2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	146	169	710	23,80
10	20	НГРЭС ВН – ПС НПС 19	164	164	710	23,10
20	30	ПС НПС 19 - ПС Тында ВН СШ2	146	168	710	23,70
3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сковородино ВН СШ1	99	56	710	13,90
30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сковородино ВН СШ2	98	56	710	13,90
42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	63	64	450	14,3
44	6	АТ-1 СН – ПС ВН СШ1	35	36	330	10,9
44	60	АТ-1 СН – ПС ВН СШ2	35	36	330	10,9

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в предусмотренных пределах.

9.4 Расчет минимального режима и его анализ

Режим минимальных нагрузок рассчитывается на основе прогноза на 2024 год летнего максимума нагрузки. Примем коэффициент летнего снижения равным 0,85.

Таблица 40 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное значение напряжения, кВ	Отклонения напряжения, %
1	Г1	15,75	15,75	0,00
11	Г2	15,75	15,75	0,00
111	Г3	15,75	15,75	0,00
10	НГРЭС ВН	220	236,80	7,64

Продолжение таблицы 40

Номер	Название	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Расчетное значение напряже- ния, кВ	Отклонения напряже- ния, %
12	АТ-1 0	220	230,22	4,64
13	НГРЭС СН	110	121	10
14	АТ-2 0	220	230,22	4,64
2	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
20	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
3	ПС Тында ВН СШ1	220	224,48	2,04
30	ПС Тында ВН СШ2	220	224,53	2,06
32	АТ-2 0	220	222,86	1,30
333	АТ-2 НН	35	35,46	1,30
34	АТ-1 0	220	222,86	1,30
35	АТ-1 СН	110	112,52	2,29
355	АТ-1 НН	35	35,46	1,30
4	ПС Сквородино ВН СШ1	220	230,00	4,55
40	ПС Сквородино ВН СШ2	220	229,88	4,49
41	АТ-2 0	220	226,66	3,03
42	АТ-2 СН	110	109,60	-0,36
422	АТ-2 НН	35	36,06	3,03
43	АТ-1 0	220	226,66	3,03
44	АТ-1 СН	110	109,60	-0,36
444	АТ-1 НН	35	36,06	3,03
45	Т-1 0	110	113,37	3,06
46	Т-1 СН	35	36,04	2,97
47	Т-1 НН	10	10,31	3,10
48	Т-2 0	110	113,44	3,12
49	Т-2 СН	35	36,04	2,97
491	Т-2 НН	10	10,32	3,23
5	ПС БАМ ВН СШ1	110	109,19	-0,73
50	ПС БАМ ВН СШ2	110	109,19	-0,73
51	Т-1 0	110	115,09	4,62
52	Т-1 СН	35	36,55	4,44
53	Т-1 НН	10	10,42	4,18
54	Т-2 0	110	115,18	4,71
55	Т-2 СН	35	36,55	4,44
56	Т-2 НН	10	10,48	4,81
6	ПС ВН СШ1	110	109,30	-0,64
60	ПС ВН СШ2	110	109,30	-0,64
61	Т-1 НН	10	10,18	1,80
62	Т-2 НН	10	10,18	1,80

Напряжения не выходят за предел в 10 %, установленные ГОСТ 32144-2013 [2]. Напряжение 110 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования.

Таблица 41 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_на ч	N_ко н	Название	Ток в начал е ветви Инач	Ток в конц е ветви Икон	Длительно до- пустимый ток Идлит.доп.	Токовая за- грузка I/ Идоп.
10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	218	218	710	30,7
2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	205	216	710	30,5
10	20	НГРЭС ВН – ПС НПС 19	217	218	710	30,6
20	30	ПС НПС 19 - ПС Тында ВН СШ2	205	216	710	30,4
3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сковородино ВН СШ1	179	153	710	25,2
30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сковородино ВН СШ2	180	154	710	25,3
42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	31	32	450	7,1
44	6	АТ-1 СН – ПС ВН СШ1	29	30	330	9,1
44	60	АТ-1 СН – ПС ВН СШ2	29	30	330	9,1

В режиме наименьших нагрузок перегруженных линий нет.

9.5 Расчет характерных послеаварийных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных и/или ремонтных режимов отключаем наиболее загруженные элементы сети (трансформаторы) и проверяем параметры режима.

В данном режиме отключаем для проверки отключаем вторую линию Сковородино-ПС.

Таблица 42 – Расчетные значения напряжения

Номер	Название	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Расчетное значение напряже- ния, кВ	Отклоне- ния напряже- ния, %
1	Г1	15,75	15,75	0,00
11	Г2	15,75	15,75	0,00
111	Г3	15,75	15,75	0,00

Номер	Название	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Расчетное значение напряже- ния, кВ	Отклоне- ния напряже- ния, %
10	НГРЭС ВН	220	236,80	7,64
12	АТ-1 0	220	230,20	4,63
13	НГРЭС СН	110	121	10
2	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
20	ПС НПС-19	220	236,58	7,54
3	ПС Тында ВН СШ1	220	223,98	1,81
30	ПС Тында ВН СШ2	220	224,02	1,83
32	АТ-2 0	220	220,73	0,33
333	АТ-2 НН	35	35,12	0,34
34	АТ-1 0	220	220,73	0,33
35	АТ-1 СН	110	111,40	1,27
355	АТ-1 НН	35	35,12	0,34
4	ПС Сквородино ВН СШ1	220	230,00	4,55
40	ПС Сквородино ВН СШ2	220	229,88	4,49
41	АТ-2 0	220	224,82	2,19
42	АТ-2 СН	110	108,70	-1,18
422	АТ-2 НН	35	35,77	2,20
43	АТ-1 0	220	224,82	2,19
44	АТ-1 СН	110	108,70	-1,18
444	АТ-1 НН	35	35,77	2,20
45	Т-1 0	110	112,28	2,07
46	Т-1 СН	35	35,70	2,00
47	Т-1 НН	10	10,20	2,04
48	Т-2 0	110	112,40	2,18
49	Т-2 СН	35	35,70	2,00
491	Т-2 НН	10	10,23	2,28
5	ПС БАМ ВН СШ1	110	107,85	-1,96
50	ПС БАМ ВН СШ2	110	107,85	-1,96
51	Т-1 0	110	111,45	1,32
52	Т-1 СН	35	35,35	0,99
53	Т-1 НН	10	10,07	0,68
54	Т-2 0	110	111,64	1,49
55	Т-2 СН	35	35,35	0,99
56	Т-2 НН	10	10,16	1,59
6	ПС ВН СШ1	110	107,95	-1,86
60	ПС ВН СШ2	110	107,95	-1,86
61	Т-1 НН	10	9,98	-0,16
62	Т-2 НН	10	9,98	-0,16

Таблица 43 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_на ч	N_ко н	Название	Ток в начал е ветви Инач	Ток в конц е ветви Икон	Длительно до- пустимый ток Идлит.доп.	Токовая за- грузка I/ Идоп.
10	2	НГРЭС ВН - ПС НПС-19	164	164	710	23,1
2	3	ПС НПС-19 - ПС Тында ВН СШ1	146	169	710	23,8
10	20	НГРЭС ВН – ПС НПС 19	164	164	710	23,1
20	30	ПС НПС 19 - ПС Тында ВН СШ2	146	168	710	23,7
3	4	ПС Тында ВН СШ1 - ПС Сковородино ВН СШ1	99	56	710	13,9
30	40	ПС Тында ВН СШ2 - ПС Сковородино ВН СШ2	98	56	710	13,9
42	5	АТ-2 СН - ПС БАМ ВН СШ1	63	64	450	14,3
44	6	АТ-1 СН – ПС ВН СШ1	71	72	330	21,9
44	60	АТ-1 СН – ПС ВН СШ2	-	-	-	-

После отключения линии произошло снижение напряжения, но в допустимых пределах. Перегруженных линий на данном участке сети нет.

9.6 Регулирование напряжение и управление потоками реактивной мощности в сети

Расчет максимальных, минимальных и послеаварийных режимов показал, что данная электрическая сеть вполне оснащена устройствами компенсации реактивной мощности.

Для поддержания требуемого уровня напряжения на шинах РУ подстанции, есть возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа регулирующих устройств:

- регулирование напряжения без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации, требуется отключить трансформатор от сети;
- регулирование напряжения под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН дороже, чем устройства ПБВ. Стоимость устройства РПН мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание

трансформатора с РПН будет значительно большим для трансформаторов меньшей мощности. Поэтому трансформаторы напряжением 6 – 20 кВ большей частью выполняются с ПБВ, а трансформаторы напряжением выше 35 кВ с РПН.

Устройства компенсации реактивной мощности (КРМ) предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети.

Устройства по компенсации реактивной мощности:

- батареи статических конденсаторов (БСК);
- шунтирующие реакторы (ШР);
- управляемые шунтирующие реакторы (УШР);
- статические тиристорные компенсаторы (СТК);
- статические компенсаторы реактивной мощности (СТАТКОМ).

Также для регулирования напряжения можно использовать возможности электрических станций, таких как НГРЭС, Бурейская ГЭС и Зейская ГЭС.

10 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ

10.1 Расчет капиталовложений в проект

Капиталовложения – это совокупность материальных, трудовых и финансовых ресурсы, которые необходимы для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений используют укрупненные стоимостные показатели [30].

При проектировании сети капиталовложения состоят из капиталовложений на строительство подстанций и на сооружение ЛЭП:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (100)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения на строительство ПС;

$K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение ВЛЭП.

Расчет приведенных затрат производится по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (101)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,125 1/год [30];

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

I – суммарные затраты на передачу электроэнергии, руб./год.

Капиталовложения на сооружение подстанций состоят из: суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{неп} + S \cdot K_{осв} \cdot K_{неп} \quad (102)$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ЗОН}$ – коэффициент зонирования;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент инфляции;

S – площадь отвода земель для ПС, тыс.м²;

$K_{ОСВ}$ – стоимость земли, руб/м².

В расчете должны учитываться $K_{ОСВ}$ и S , так как распределительное устройство будет располагаться на новой территории и нужно выкупать землю под подстанцию. Также требуется учитывать $K_{КУ}$, потому что для проектируемой подстанции требуется компенсирующие устройства в летнем режиме.

В затраты на ОРУ входят постоянны капиталовложения, затраты на покупку силовых трансформаторов и затраты на компенсирующие устройства.

В капиталовложения на сооружение воздушных линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, затраты на приобретение элементов линии, транспортировку и монтаж.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{неп} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (103)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км;

$K_{зон}$ – затраты на вырубку просеки;

l – длина трассы.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование будем брать на 2000 г. с учетом коэффициента инфляции и районных коэффициентов [30].

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{пер} = 4,61$ (на 2019 год) и коэффициента зоны $K_{зон}$, который равен для Амурской области 1,3 [11].

Далее считаем капиталовложения в линиях и в подстанцию. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции. Получаем следующие:

$$K_{ПС} = 2,651 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ВЛ} = 1,372 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 4,023 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Подробный расчет в приложении Г.

10.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы, которые необходимы для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I = I_{Э.Р} + I_{АМ} + I_{\Delta W} \tag{104}$$

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (105)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС, составляет для 110 кВ – 0,059;

$\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ, для 110 кВ составляет 0,008.

$$I_{\text{ЭКС}} = 2,591 \cdot 10^5 \cdot 0,059 + 1,372 \cdot 10^5 \cdot 0,008 = 1,674 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

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

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.пс}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.вл}}}, \quad (106)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;

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

$$I_{\text{АМ}} = \frac{2,591 \cdot 10^5}{20} + \frac{1,372 \cdot 10^5}{20} = 2,012 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_W, \quad (107)$$

где ΔW - суммарные потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, для Амурской области равен $C_{\Delta W} = 1,72$.

$$I_{\Delta W} = 6,416 \cdot 1720 = 1,104 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт исходя из расчетов, приведенных выше составляют:

$$I_{AM} = 1,638 \cdot 10^4 \cdot 1,982 \cdot 10^4 \cdot 1,104 \cdot 10^4 = 4,789 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Тогда среднегодовые расходы равны:

$$Z = E \cdot K + I = 0,125 \cdot 3,963 \cdot 10^5 + 4,724 \cdot 10^4 = 9,214 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Подробный расчет представлен в Приложении Г.

10.3 Основные технико-экономические показатели проекта.

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока (все деньги которые пришли, минус все деньги, которые вложили в проект и потратили на расходы) от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_q + I_A} \quad (108)$$

где K - капитальные вложения, млн.руб;

$P_{ч}$ - чистая прибыль, млн.руб;

I_A - амортизационные отчисления, млн.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{ч} = O - I - H \quad (109)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, млн.руб;

I - издержки, млн.руб;

H - налог на прибыль (на 2019 год ставка налога на прибыль составляет 20 %).

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер} \quad (110)$$

где $W_{ПО}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, для Амурской области составляет 1660 руб./тыс.кВт·ч [19].

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (111)$$

$$W_{ПО} = 12 \cdot 5000 = 60000$$

Далее по формуле (110) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, млн.руб:

$$O = 60000 \cdot 1660 = 99,6$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, в млн.руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \quad (112)$$

$$H = 0,2 \cdot (99,6 - 47,89) = 10,342$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (109), в млн.руб:

$$П_ч = 99,6 - 47,89 - 10,34 = 41,37$$

Теперь находим срок окупаемости по формуле (108), в годах:

$$T_{OK} = \frac{396,3}{41,37 + 20,12} = 6,44$$

Срок окупаемости проекта равен примерно 6,5 лет.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В данной работе рассматривается строительство и подключение подстанции 110/10 кВ к существующей сети.

В данном разделе рассмотрим следующие вопросы:

- вопрос обеспечения безопасности при строительных работах и эксплуатации подстанции;

- вопрос экологичности, связанный с влиянием проектируемых объектов на здоровье человека и окружающую среду, куда входит расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции;

- вопрос возникновения чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться при эксплуатации оборудования и при воздействии внешних сил.

11.1 Безопасность

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

При эксплуатации подстанции и воздушных линий возможны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям, не находящимся под напряжением;

- влияние электромагнитного поля на организм;

- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;

- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;

- возможность падения персонала с высоты;

- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций.

На предприятии работодатели должны обеспечить безопасные условия и охраны труда своих подчиненных. Работодатели обязаны обеспечить безопасные условия труда и минимизировать риск производственного травматизма и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен знать и соблюдать правила по технике безопасности. Персонал, работающий с электроустановками, должен периодически проходить проверку знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала являются важными аспектами обеспечения безопасности на рабочем месте.

Как известно, что основной нормативный документ для персонала, обслуживающего электроустановки – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [16]. Все нормативные документы, директивы и инструкции разрабатываются в соответствии с настоящим документом.

Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативное обслуживание и осмотр электроустановок должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распоряжением руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, которые выполняет оперативные переключения [16]:

- в электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности IV, остальные работники в смене - группу III.

- вид оперативного обслуживания электроустановки, численность работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и устанавливается в соответствующем распоряжении;

- единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

- при осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, пультов управления, сборок и других устройств;

- в случае аварии, чтобы защитить пострадавшего от тока, напряжение должно быть немедленно снято без предварительного разрешения оперативного персонала;

- отключать и включать автоматы, рубильники, разъединители, отделители, заземляющие ножи и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Безопасность при монтаже и ремонте на воздушных линиях электропередачи

Для работы на опорах воздушных линий достаточно проблематично организовать безопасные условия труда, из-за следующих причин [16]:

- работы связаны с подъемом на большую высоту;
- рабочие места ежедневно меняются, а иногда и по несколько раз в день;
- электромонтажники распределяются вдоль воздушной линии по рабочим местам, которые находятся друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их работы;

- работа требует постоянного контроля состояния заземляющего устройства и постоянного контроля отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием трассы и конструкцией опор.

Требования к персоналу, выполняющему работы на воздушных линиях электропередачи:

- подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки устойчивости и прочности опоры, особенно проверки ее основания;

- подниматься на опору разрешается членам бригады, допущенным к работам, выполняемым на высоте более 5 м от земли, перекрытия или рабочего настила с обязательным применением средств защиты от падения с высоты;

- подвеска тросов и проводов на участках пересечений воздушных линий должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ;

- при производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ;

- не разрешается прикасаться к изоляторам и арматуре изолирующих подвесок, а также передавать или получать инструмент работникам, не находящимся на той же рабочей площадке;

- во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, корзиной вышки или люлькой подъемника во время производства работ на высоте, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры.

Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 110/10 кВ

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями с определенным расстоянием [16].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора и осмотр газового реле после срабатывания должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора (реактора).

Работы, с которые связаны с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специальному проекту производства работ, разработанному для местных условий.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [16].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из них - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника,

работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, который выполняет работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

Вводы трансформаторов в процессе слива и залива трансформаторного масла в силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше, должны быть заземлены во избежание появления на них электростатического заряда.

11.2 Экологичность

В настоящее время большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды.

При строительстве объектов должны соблюдаться экологические нормы и требования, законодательством по охране окружающей среды.

11.2.1 Экологичность при проектировании ВЛ

При проектировании ВЛ должны учитываться следующие факторы воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека [27]:

- электромагнитное поле (50 Гц);
- электромагнитные помехи (радиопомехи);
- акустическое воздействие (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, учитывается только в населённой местности);
- условия, приводящие к гибели птиц и животных в районах их расселения и на путях их миграции;
- ограничение землепользования;
- нарушение эстетики ландшафтов (для природоохраняемых и рекреационных территорий, вблизи памятников истории и культуры);
- изъятие земель в постоянное (бессрочное) пользование;
- изъятие земель во временное пользование;
- нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- сокращение площадей насаждений (разрубка просек);
- загрязнение поверхностных и грунтовых вод (только при строительстве);
- загрязнение атмосферного воздуха (только при строительстве).

При проектировании ВЛ следует выполнять требования нормативных документов, регламентирующих уровень воздействия на окружающую среду, жизнедеятельность и здоровье населения, применяя соответствующие конструктивные и проектные решения. Предусмотреть мероприятия по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов в период строительства и эксплуатации ВЛ [27].

В проектной документации должны быть предусмотрены работы по землеванию и рекультивации, восстановлению земельных участков, предоставленных во временное пользование, после завершения строительства [27].

Для вновь проектируемых ВЛ, а также зданий и сооружений допускается принимать границы санитарных разрывов вдоль трассы ВЛ с горизонтальным расположением проводов и без средств снижения напряженности электрического поля по обе стороны от нее на следующих расстояниях от проекции на землю крайних фазных проводов в направлении, перпендикулярном к ВЛ [22]:

- 20 м - для ВЛ напряжением 330 кВ;
- 30 м - для ВЛ напряжением 500 кВ;
- 40 м - для ВЛ напряжением 750 кВ;
- 55 м - для ВЛ напряжением 1150 кВ.

11.2.2 Экологичность при проектировании подстанции

При проектировании должна выполняться оценка воздействия на окружающую среду (влияние на человека, атмосферный воздух, растительность, почву, животный мир и на другие компоненты окружающей среды) проектируемого электросетевого объекта, как на стадии строительства, так и в процессе эксплуатации [26].

При проектировании электросетевых объектов должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности ПС [26]:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;

- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;
- соблюдению требований ГОСТов и санитарных норм.

Размещение электросетевого объекта должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель, как на период строительства, так и с учетом возможного последующего расширения электросетевого объекта [26].

Не допускается размещение электросетевых объектов на землях особо охраняемых территорий [26]:

- на землях заповедников, заказников, природных национальных парков, ботанических садов, дендрологических парков и водоохранных полос (зон);
- в зонах охраны гидрометеорологических станций;
- в первой зоне санитарной охраны источников водоснабжения и площадок водопроводных сооружений, если проектируемые объекты не связаны с эксплуатацией источников;
- в первой зоне округа санитарной охраны курортов, если проектируемые объекты не связаны с эксплуатацией природных лечебных средств курортов.

На территориях с уровнями загрязнения, превышающими установленные гигиенические нормативы, запрещается проектирование электросетевых объектов, являющихся источниками загрязнения атмосферы.

При проектировании ПС должна быть предусмотрена санитарно-защитная зона. На границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) должно обеспечиваться не превышение предельно допустимых значений шума, электрического и магнитного полей, электромагнитного поля, установленных гигиеническими нормативами [26].

Если невозможно ограничение времени пребывания персонала под воздействием электрического поля, применяется экранирование рабочих мест: экранирующие козырьки, тросовые экраны над дорогами, навесы над шкафами управления и т.п.

11.2.3 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

Персонал, который обслуживает трансформаторную подстанцию, обязан осматривать оборудование. Необходимо провести расчет шума, производимого этими трансформаторами, так как они являются источниками шума. Проектом предусмотрена установка двух силовых трансформаторов марки ТДН-10000/110 на проектируемую ПС.

Таблица 44 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, кВ*А	Класс напряжения кВ	Тип территории
2	С принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	10	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Определение допустимого уровня звука $ДУ_{LA}$ (дБА) для прилегающей к ПС территории:

Определяется по СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [24]. В расчетах применяются наиболее более жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 ч. до 7.00 ч.

Для территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, допустимый уровень шума составляет $L_A = 45$ дБА.

2. Определение скорректированного уровня звуковой мощности трансформатора.

Определяется по ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ. «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [1] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида охлаждения трансформатора. Для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла

(система охлаждения вида Д) мощностью 16 МВА и напряжением 110 кВ скорректированный уровень звуковой мощности составляет $L_p = 87$ дБА.

3. Определение минимального расстояния от ПС до границы прилегающей территории.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 6)

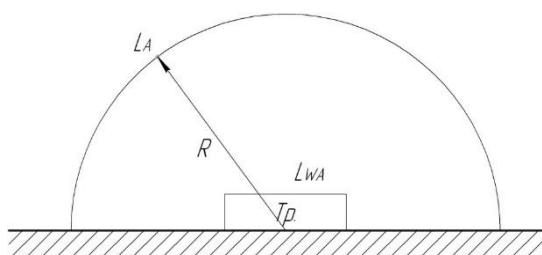


Рисунок 6 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.2.024-87 [1] справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (113)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 .

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (114)$$

где $S = \pi \cdot R^2$.

Подстанция 110/10 кВ является открытым распределительным устройством (ОРУ), то есть все оборудования находится на открытом воздухе. На подстанции расположено 2 трансформатора, и они расположены относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 7. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

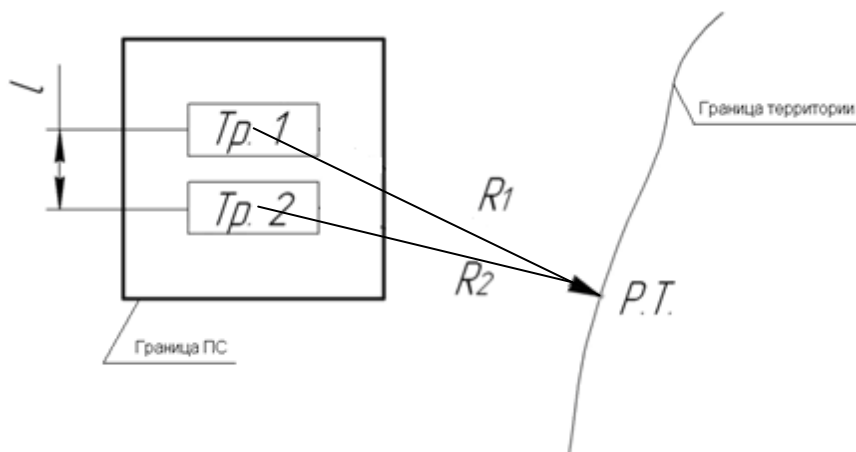


Рисунок 7 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле принимаются следующие допущения:

1) Так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним:

$$L_{pA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{pAi}}, \quad (115)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{pAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

Уровень звуковой мощности источника в данных условиях будет составлять:

$$L_{pA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 ((10^{0,187}) + (10^{0,187})) = 90 \text{ дБА}$$

2) На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DU_{LA}$. Тогда $R = R_{min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (114) можно переписать в следующем виде:

$$DU_{LA} = L_{pA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0} \quad (116)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 L_{pA\Sigma} - DU_{LA}}}{2\pi}}, \quad (117)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot 90 - 45}}{2 \cdot 3,14}} = 70,943 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{min} = L_{c33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

Вывод: в ходе решения было найдено минимальное расстояние от источников шума на ПС (для территорий, непосредственно прилегающих к жилым зданиям), имеющей трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и

естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) мощностью 10 МВА и напряжением 110 кВ. СЗЗ может быть принята равной $R_{min} = 70,943$ м.

11.3 Чрезвычайные ситуации

К чрезвычайной ситуации, в частности, относят пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основной системой пожарной безопасности является система пожарной и противопожарной защиты, в том числе организационные и технические мероприятия.

Система противопожарной защиты - это организационная мера и технические средства, предназначенные для устранения возможности пожара.

Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110/10 кВ.

Пожар на подстанции может произойти из-за электроустановок, например, масляные выключатели, силовые трансформаторы, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока; работы при которых могут возникнуть искры (сварка, резка); курение; удар молнии; терроризм и т.д.

На электростанциях, в тепловых и электрических сетях для размещения первичных средств пожаротушения в доступных и видных местах устанавливаются пожарные щиты [20].

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пеногенераторы, пожарные извещатели и т.п.), должно быть в постоянной готовности к работе, не иметь дефектов и по техническим параметрам соответствовать паспортным данным и техническим условиям [20].

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо установить системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, которые предназначены для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Также на путях эвакуации должны использоваться флуоресцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети [20].

Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 110 кВ.

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам [20].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были решены основные задачи по проектированию и модернизации электрической сети с учётом требуемых параметров надёжности электроснабжения и качества электрической энергии.

Определён наиболее экономически целесообразный вариант строительства ПС 110 кВ и двух одноцепных ВЛ 110 кВ.

Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Произведен расчёт молниезащиты подстанции. Для надёжной защиты новых трансформаторов и линий были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также рассчитаны соответствующие основные и резервные защиты.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, при производстве строительных и монтажных работ, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 1989-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1989. - 8 с.
- 2 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. - М. : 16 с.
- 3 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
- 4 АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://dvgk.ru/page/2315> - 10.05.2019.
- 5 АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.drsk.ru> - 10.05.2019.
- 6 Википедия – Сквородинский район [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Сквородинский_район - 10.05.2019.
- 7 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110> - 28.05.2019.
- 8 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 9 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. - М. : Издательство МЭИ, 2006. - 248с
- 10 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 11 Индексы Минстроя на I квартал 2019 год [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.krasgss.ru/23.01.2019.php> - 20.02.2019.

12 Инструкция по организации в министерстве энергетики российской федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, Утвержденная Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. N 326.

13 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013.

14 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ekra.ru/> - 01.06.2019.

15 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). - 5.06.2019.

16 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Минтруда России № 328н от 14.07.2013. – Санкт - Петербург : Издательство ДЕАН, 2016. – 144 с.

17 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

18 Приказ Министерства энергетики РФ № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» – Введ. 2015-23-06. – М. : Минюст РФ. – 4 с.

19 Приказ Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области №149 «Об установке цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей Амурской области на 2019 год» от 11.12.2018 г.

20 РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Москва. : Издательство НЦ ЭНАС, 2004.

21 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

22 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" (с изменениями на 25 апреля 2014 года).

23 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1,2)

23 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36).

24 СТО 56947007-29.240.01.219-2016 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте, ПАО «ФСК ЕЭС».

25 СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, ПАО «ФСК ЕЭС».

26 СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС».

27 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС»

28 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС»

29 Терминал защиты трансформатора «Сириус-Т» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://pue8.ru/relejnaya-zashchita/mikroprocessornoe-ustrojstvo-osnovnoj-zashhity-dvuxobmotochnogo-transformatora-sirius-t-i-trexobmotochnogo-transformatora-sirius-t3.html> - 01.06.2019.

30 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет и прогнозирование электрических нагрузок в ПВК MathCad 15

Исходные данные:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{макс.Тында}} &:= 33.25 & Q_{\text{макс.Тында}} &:= 9.61 \\
 P_{\text{макс.Сковородино}} &:= 52.7 & Q_{\text{макс.Сковородино}} &:= 9.7 \\
 P_{\text{макс.БАМ}} &:= 3.2 & Q_{\text{макс.БАМ}} &:= 1.28 \\
 P_{\text{макс.ПС}} &:= 12 & Q_{\text{макс.ПС}} &:= 4.8
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 K_u &:= 0.7 & \text{- коэффициент использования} \\
 K_{\text{макс}} &:= 1.2 & \text{- коэффициент максимума} \\
 K_{\text{мин}} &:= 0.3 & \text{- коэффициент минимума} \\
 K_{\text{лсн}} &:= 0.85 & \text{- коэффициент летнего снижения нагрузки} \\
 K_{\text{ф}} &:= 1.17 & \text{- коэффициент формы}
 \end{aligned}$$

ПС Тында

$$\begin{aligned}
 P_{\text{макс.Тында.л}} &:= P_{\text{макс.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 28.263 & Q_{\text{макс.Тында.л}} &:= Q_{\text{макс.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 8.169 \\
 P_{\text{ср.Тында}} &:= \frac{P_{\text{макс.Тында}}}{K_{\text{макс}}} = 27.708 & Q_{\text{ср.Тында}} &:= \frac{Q_{\text{макс.Тында}}}{K_{\text{макс}}} = 8.008 \\
 P_{\text{ср.Тында.л}} &:= P_{\text{ср.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 23.552 & Q_{\text{ср.Тында.л}} &:= Q_{\text{ср.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 6.807 \\
 P_{\text{ср.кв.Тында}} &:= K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Тында}} = 32.419 & Q_{\text{ср.кв.Тында}} &:= K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Тында}} = 9.37 \\
 P_{\text{ср.кв.Тында.л}} &:= P_{\text{ср.кв.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 27.556 & Q_{\text{ср.кв.Тында.л}} &:= Q_{\text{ср.кв.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 7.964 \\
 P_{\text{мин.Тында}} &:= K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Тында}} = 8.313 & Q_{\text{мин.Тында}} &:= K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Тында}} = 2.403 \\
 P_{\text{мин.Тында.л}} &:= P_{\text{мин.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 7.066 & Q_{\text{мин.Тында.л}} &:= Q_{\text{мин.Тында}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.042
 \end{aligned}$$

ПС Сковородино

$$\begin{aligned}
 P_{\text{макс.Сковор.л}} &:= P_{\text{макс.Сковородино}} \cdot K_{\text{лсн}} = 44.795 & Q_{\text{макс.Сковор.л}} &:= Q_{\text{макс.Сковородино}} \cdot K_{\text{лсн}} = 8.245 \\
 P_{\text{ср.Сковор}} &:= \frac{P_{\text{макс.Сковородино}}}{K_{\text{макс}}} = 43.917 & Q_{\text{ср.Сковор}} &:= \frac{Q_{\text{макс.Сковородино}}}{K_{\text{макс}}} = 8.083 \\
 P_{\text{ср.Сковор.л}} &:= P_{\text{ср.Сковор}} \cdot K_{\text{лсн}} = 37.329 & Q_{\text{ср.кв.Сковор}} &:= K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср.Сковор}} = 9.458 \\
 P_{\text{ср.кв.Сковор}} &:= K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср.Сковор}} = 51.383 & Q_{\text{ср.Сковор.л}} &:= Q_{\text{ср.Сковор}} \cdot K_{\text{лсн}} = 6.871 \\
 P_{\text{ср.кв.Сковор.л}} &:= P_{\text{ср.кв.Сковор}} \cdot K_{\text{лсн}} = 43.675 & Q_{\text{ср.кв.Сковор.л}} &:= Q_{\text{ср.кв.Сковор}} \cdot K_{\text{лсн}} = 8.039
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок в ПВК MathCad 15

$$P_{\text{мин.Сковор}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.Сковор}} = 13.175$$

$$Q_{\text{мин.Сковор}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.Сковор}} = 2.425$$

$$P_{\text{мин.Сковор.л}} := P_{\text{мин.Сковор}} \cdot K_{\text{лсн}} = 11.199$$

$$Q_{\text{мин.Сковор.л}} := Q_{\text{мин.Сковор}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.061$$

ПС БАМ

$$P_{\text{макс.БАМ.л}} := P_{\text{макс.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.72$$

$$Q_{\text{макс.БАМ.л}} := Q_{\text{макс.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 1.088$$

$$P_{\text{ср.БАМ}} := \frac{P_{\text{макс.БАМ}}}{K_{\text{макс}}} = 2.667$$

$$Q_{\text{ср.БАМ}} := \frac{Q_{\text{макс.БАМ}}}{K_{\text{макс}}} = 1.067$$

$$P_{\text{ср.БАМ.л}} := P_{\text{ср.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.267$$

$$Q_{\text{ср.БАМ.л}} := Q_{\text{ср.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.907$$

$$P_{\text{ср.кв.БАМ}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср.БАМ}} = 3.12$$

$$Q_{\text{ср.кв.БАМ}} := K_{\phi} \cdot Q_{\text{ср.БАМ}} = 1.248$$

$$P_{\text{ср.кв.БАМ.л}} := P_{\text{ср.кв.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.652$$

$$Q_{\text{ср.кв.БАМ.л}} := Q_{\text{ср.кв.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 1.061$$

$$P_{\text{мин.БАМ}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.БАМ}} = 0.8$$

$$Q_{\text{мин.БАМ}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.БАМ}} = 0.32$$

$$P_{\text{мин.БАМ.л}} := P_{\text{мин.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.68$$

$$Q_{\text{мин.БАМ.л}} := Q_{\text{мин.БАМ}} \cdot K_{\text{лсн}} = 0.272$$

Приектируемая ПС

$$P_{\text{макс.ПС.л}} := P_{\text{макс.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 10.2$$

$$Q_{\text{макс.ПС.л}} := Q_{\text{макс.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 4.08$$

$$P_{\text{ср.ПС}} := \frac{P_{\text{макс.ПС}}}{K_{\text{макс}}} = 10$$

$$Q_{\text{ср.ПС}} := \frac{Q_{\text{макс.ПС}}}{K_{\text{макс}}} = 4$$

$$P_{\text{ср.ПС.л}} := P_{\text{ср.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 8.5$$

$$Q_{\text{ср.ПС.л}} := Q_{\text{ср.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 3.4$$

$$P_{\text{ср.кв.ПС}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср.ПС}} = 11.7$$

$$Q_{\text{ср.кв.ПС}} := K_{\phi} \cdot Q_{\text{ср.ПС}} = 4.68$$

$$P_{\text{ср.кв.ПС.л}} := P_{\text{ср.кв.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 9.945$$

$$Q_{\text{ср.кв.ПС.л}} := Q_{\text{ср.кв.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 3.978$$

$$P_{\text{мин.ПС}} := K_{\text{мин}} \cdot P_{\text{ср.ПС}} = 3$$

$$Q_{\text{мин.ПС}} := K_{\text{мин}} \cdot Q_{\text{ср.ПС}} = 1.2$$

$$P_{\text{мин.ПС.л}} := P_{\text{мин.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 2.55$$

$$Q_{\text{мин.ПС.л}} := Q_{\text{мин.ПС}} \cdot K_{\text{лсн}} = 1.02$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок в ПВК MathCad 15

Прогнозирование

$$e := 0.0065$$

Зима P_{ср}

Лето P_{ср}

$$P_{ср.Тында.прог} := P_{ср.Тында} \cdot (1 + e)^5 = 28.621$$

$$P_{ср.Тында.прог.л} := P_{ср.Тында.л} \cdot (1 + e)^5 = 24.328$$

$$P_{ср.Сковор.прог} := P_{ср.Сковор} \cdot (1 + e)^5 = 45.363$$

$$P_{ср.Сковор.прог.л} := P_{ср.Сковор.л} \cdot (1 + e)^5 = 38.558$$

$$P_{ср.БАМ.прог} := P_{ср.БАМ} \cdot (1 + e)^5 = 2.754$$

$$P_{ср.БАМ.прог.л} := P_{ср.БАМ.л} \cdot (1 + e)^5 = 2.341$$

$$P_{ср.ПС.прог} := P_{ср.ПС} \cdot (1 + e)^5 = 10.329$$

$$P_{ср.ПС.прог.л} := P_{ср.ПС.л} \cdot (1 + e)^5 = 8.78$$

$$Q_{ср.Тында.прог} := Q_{ср.Тында} \cdot (1 + e)^5 = 8.272$$

$$Q_{ср.Тында.прог.л} := Q_{ср.Тында.л} \cdot (1 + e)^5 = 7.031$$

$$Q_{ср.Сковор.прог} := Q_{ср.Сковор} \cdot (1 + e)^5 = 8.349$$

$$Q_{ср.Сковор.прог.л} := Q_{ср.Сковор.л} \cdot (1 + e)^5 = 7.097$$

$$Q_{ср.БАМ.прог} := Q_{ср.БАМ} \cdot (1 + e)^5 = 1.102$$

$$Q_{ср.БАМ.прог.л} := Q_{ср.БАМ.л} \cdot (1 + e)^5 = 0.937$$

$$Q_{ср.ПС.прог} := Q_{ср.ПС} \cdot (1 + e)^5 = 4.132$$

$$Q_{ср.ПС.прог.л} := Q_{ср.ПС.л} \cdot (1 + e)^5 = 3.512$$

Зима P_{ср.кв.}

Лето P_{ср.кв.}

$$P_{ср.кв.Тында.прог} := P_{ср.кв.Тында} \cdot (1 + e)^5 = 33.486$$

$$P_{ср.кв.Тында.прог.л} := P_{ср.кв.Тында.л} \cdot (1 + e)^5 = 28.463$$

$$P_{ср.кв.Сковор.прог} := P_{ср.кв.Сковор} \cdot (1 + e)^5 = 53.074$$

$$P_{ср.кв.Сковор.прог.л} := P_{ср.кв.Сковор.л} \cdot (1 + e)^5 = 45.113$$

$$P_{ср.кв.БАМ.прог} := P_{ср.кв.БАМ} \cdot (1 + e)^5 = 3.223$$

$$P_{ср.кв.БАМ.прог.л} := P_{ср.кв.БАМ.л} \cdot (1 + e)^5 = 2.739$$

$$P_{ср.кв.ПС.прог} := P_{ср.кв.ПС} \cdot (1 + e)^5 = 12.085$$

$$P_{ср.кв.ПС.прог.л} := P_{ср.кв.ПС.л} \cdot (1 + e)^5 = 10.272$$

$$Q_{ср.кв.Тында.прог} := Q_{ср.кв.Тында} \cdot (1 + e)^5 = 9.678$$

$$Q_{ср.кв.Тында.прог.л} := Q_{ср.кв.Тында.л} \cdot (1 + e)^5 = 8.227$$

$$Q_{ср.кв.Сковор.прог} := Q_{ср.кв.Сковор} \cdot (1 + e)^5 = 9.769$$

$$Q_{ср.кв.Сковор.прог.л} := Q_{ср.кв.Сковор.л} \cdot (1 + e)^5 = 8.304$$

$$Q_{ср.кв.БАМ.прог} := Q_{ср.кв.БАМ} \cdot (1 + e)^5 = 1.289$$

$$Q_{ср.кв.БАМ.прог.л} := Q_{ср.кв.БАМ.л} \cdot (1 + e)^5 = 1.096$$

$$Q_{ср.кв.ПС.прог} := Q_{ср.кв.ПС} \cdot (1 + e)^5 = 4.834$$

$$Q_{ср.кв.ПС.прог.л} := Q_{ср.кв.ПС.л} \cdot (1 + e)^5 = 4.109$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок в ПВК MathCad 15

Зима R_{макс}

Лето R_{макс}

$$P_{\text{макс.Тында.прог}} := P_{\text{макс.Тында}} \cdot (1 + e)^5 = 34.345 \quad P_{\text{макс.Тында.прог.л}} := P_{\text{ср.Тында.л}} \cdot (1 + e)^5 = 24.328$$

$$P_{\text{макс.Сковор.прог}} := P_{\text{макс.Сковородино}} \cdot (1 + e)^5 = 54.435 \quad P_{\text{макс.Сковор.прог.л}} := P_{\text{ср.Сковор.л}} \cdot (1 + e)^5 = 38.558$$

$$P_{\text{макс.БАМ.прог}} := P_{\text{макс.БАМ}} \cdot (1 + e)^5 = 3.305 \quad P_{\text{макс.БАМ.прог.л}} := P_{\text{ср.БАМ.л}} \cdot (1 + e)^5 = 2.341$$

$$P_{\text{макс.ПС.прог}} := P_{\text{макс.ПС}} \cdot (1 + e)^5 = 12.395 \quad P_{\text{макс.ПС.прог.л}} := P_{\text{ср.ПС.л}} \cdot (1 + e)^5 = 8.78$$

$$Q_{\text{макс.Тында.прог}} := Q_{\text{макс.Тында}} \cdot (1 + e)^5 = 9.926 \quad Q_{\text{макс.Тында.прог.л}} := Q_{\text{макс.Тында.л}} \cdot (1 + e)^5 = 8.437$$

$$Q_{\text{макс.Сковор.прог}} := Q_{\text{макс.Сковородино}} \cdot (1 + e)^5 = 10.019 \quad Q_{\text{макс.Сковор.прог.л}} := Q_{\text{макс.Сковор.л}} \cdot (1 + e)^5 = 8.516$$

$$Q_{\text{макс.БАМ.прог}} := Q_{\text{макс.БАМ}} \cdot (1 + e)^5 = 1.322 \quad Q_{\text{макс.БАМ.прог.л}} := Q_{\text{макс.БАМ.л}} \cdot (1 + e)^5 = 1.124$$

$$Q_{\text{макс.ПС.прог}} := Q_{\text{макс.ПС}} \cdot (1 + e)^5 = 4.958 \quad Q_{\text{макс.ПС.прог.л}} := Q_{\text{макс.ПС.л}} \cdot (1 + e)^5 = 4.214$$

Зима R_{мин}

Лето R_{мин}

$$P_{\text{мин.Тында.прог}} := P_{\text{мин.Тында}} \cdot (1 + e)^5 = 8.586 \quad P_{\text{мин.Тында.прог.л}} := P_{\text{мин.Тында.л}} \cdot (1 + e)^5 = 7.298$$

$$P_{\text{мин.Сковор.прог}} := P_{\text{мин.Сковор}} \cdot (1 + e)^5 = 13.609 \quad P_{\text{мин.Сковор.прог.л}} := P_{\text{мин.Сковор.л}} \cdot (1 + e)^5 = 11.567$$

$$P_{\text{мин.БАМ.прог}} := P_{\text{мин.БАМ}} \cdot (1 + e)^5 = 0.826 \quad P_{\text{мин.БАМ.прог.л}} := P_{\text{мин.БАМ.л}} \cdot (1 + e)^5 = 0.702$$

$$P_{\text{мин.ПС.прог}} := P_{\text{мин.ПС}} \cdot (1 + e)^5 = 3.099 \quad P_{\text{мин.ПС.прог.л}} := P_{\text{мин.ПС.л}} \cdot (1 + e)^5 = 2.634$$

$$Q_{\text{мин.Тында.прог}} := Q_{\text{мин.Тында}} \cdot (1 + e)^5 = 2.482 \quad Q_{\text{мин.Тында.прог.л}} := Q_{\text{мин.Тында.л}} \cdot (1 + e)^5 = 2.109$$

$$Q_{\text{мин.Сковор.прог}} := Q_{\text{мин.Сковор}} \cdot (1 + e)^5 = 2.505 \quad Q_{\text{мин.Сковор.прог.л}} := Q_{\text{мин.Сковор.л}} \cdot (1 + e)^5 = 2.129$$

$$Q_{\text{мин.БАМ.прог}} := Q_{\text{мин.БАМ}} \cdot (1 + e)^5 = 0.331 \quad Q_{\text{мин.БАМ.прог.л}} := Q_{\text{мин.БАМ.л}} \cdot (1 + e)^5 = 0.281$$

$$Q_{\text{мин.ПС.прог}} := Q_{\text{мин.ПС}} \cdot (1 + e)^5 = 1.24 \quad Q_{\text{мин.ПС.прог.л}} := Q_{\text{мин.ПС.л}} \cdot (1 + e)^5 = 1.054$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет основных параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

$$L_{\text{Сковородино.ПС}} := 13$$

$$P_{\text{Сковородино.ПС}} := 12.395$$

$$U_{\text{Сковородино.ПС}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{Сковородино.ПС}}} + \frac{2500}{\frac{P_{\text{Сковородино.ПС}}}{2}}}} = 47.573$$

$$Q_{\text{Н1з}} := P_{\text{макс.Сковор.прог}} \cdot 0.4 = 21.774$$

$$Q_{\text{Н1}} := P_{\text{макс.Сковор.прог.л}} \cdot 0.4 = 15.423$$

$$Q_{\text{нескз}} := Q_{\text{макс.Сковор.прог}} - Q_{\text{Н1з}} = -11.755$$

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс.Сковор.прог.л}} - Q_{\text{Н1}} = -6.907$$

$$Q_{\text{Н2з}} := P_{\text{макс.Тында.прог}} \cdot 0.4 = 13.738$$

$$Q_{\text{Н2}} := P_{\text{макс.Тында.прог.л}} \cdot 0.4 = 9.731$$

$$Q_{\text{нескз}} := Q_{\text{макс.Тында.прог}} - Q_{\text{Н2з}} = -3.811$$

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс.Тында.прог.л}} - Q_{\text{Н2}} = -1.294$$

$$Q_{\text{Н3з}} := P_{\text{макс.БАМ.прог}} \cdot 0.4 = 1.322$$

$$Q_{\text{Н3}} := P_{\text{макс.БАМ.прог.л}} \cdot 0.4 = 0.937$$

$$Q_{\text{нескз}} := Q_{\text{макс.БАМ.прог}} - Q_{\text{Н3з}} = 0$$

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс.БАМ.прог.л}} - Q_{\text{Н3}} = 0.187$$

$$Q_{\text{Н4з}} := P_{\text{макс.ПС.прог}} \cdot 0.4 = 4.958$$

$$Q_{\text{КУрасчБАМл}} := 1.1 \cdot \frac{Q_{\text{неск}}}{2} = 0.103$$

$$Q_{\text{нескз}} := Q_{\text{макс.ПС.прог}} - Q_{\text{Н4з}} = 0$$

$$Q_{\text{нескБАМл}} := Q_{\text{макс.БАМ.прог.л}} - 2 \cdot 0.1125 = 0.899$$

$$Q_{\text{Н4}} := P_{\text{макс.ПС.прог.л}} \cdot 0.4 = 3.512$$

$$Q_{\text{неск}} := Q_{\text{макс.ПС.прог.л}} - Q_{\text{Н4}} = 0.702$$

$$Q_{\text{КУрасчПсл}} := 1.1 \cdot \frac{Q_{\text{неск}}}{2} = 0.386$$

$$Q_{\text{нескПсл}} := Q_{\text{макс.ПС.прог.л}} - 2 \cdot 0.412 = 3.39$$

$$P_{\text{ср.ПС.прог}} = 10.329$$

$$Q_{\text{ср.ПС.прог}} = 4.132$$

$$S_{\text{Т.ПС}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср.ПС.прог}}^2 + Q_{\text{ср.ПС.прог}}^2}}{0.7 \cdot 2} = 7.946$$

Принимаем ТДН-10000/110/10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет основных параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Выбранный трансформатор проверяем по коэффициенту загрузки

$$k_{з.н.А} := \frac{\sqrt{P_{ср.ПС.прог}^2 + Q_{ср.ПС.прог}^2}}{2 \cdot 10} = 0.556$$

Трансформатор подходит, поскольку Кз зимой входит в допустимый интервал 0,5-0,75

Проверка в послеаварийном режиме

$$k_з := \frac{\sqrt{P_{ср.ПС.прог}^2 + Q_{ср.ПС.прог}^2}}{1 \cdot 10} = 1.112$$

Трансформатор подходит, поскольку Кз зимой в послеаварийном режиме входит в допустимый интервал 1-1,45

$$S_{Т.ПС} := \frac{\sqrt{P_{ср.БАМ.прог}^2 + Q_{ср.БАМ.прог}^2}}{0.7 \cdot 2} = 2.119$$

$$k_{з.н.А} := \frac{\sqrt{P_{ср.БАМ.прог}^2 + Q_{ср.БАМ.прог}^2}}{2 \cdot 6.3} = 0.235$$

$$k_з := \frac{\sqrt{P_{ср.БАМ.прог}^2 + Q_{ср.БАМ.прог}^2}}{1 \cdot 6.3} = 0.471$$

$$S_{Т.ПС} := \frac{\sqrt{P_{ср.Тында.прог}^2 + Q_{ср.Тында.прог}^2}}{0.7 \cdot 2} = 21.28$$

$$k_{з.н.А} := \frac{\sqrt{P_{ср.Тында.прог}^2 + Q_{ср.Тында.прог}^2}}{2 \cdot 6.3} = 0.236$$

$$k_з := \frac{\sqrt{P_{ср.Тында.прог}^2 + Q_{ср.Тында.прог}^2}}{1 \cdot 6.3} = 0.473$$

$$S_{Т.ПС} := \frac{\sqrt{P_{ср.Сковор.прог}^2 + Q_{ср.Сковор.прог}^2}}{0.7 \cdot 2} = 32.946$$

$$k_{з.н.А} := \frac{\sqrt{P_{ср.Сковор.прог}^2 + Q_{ср.Сковор.прог}^2}}{2 \cdot 6.3} = 0.366$$

$$k_з := \frac{\sqrt{P_{ср.Сковор.прог}^2 + Q_{ср.Сковор.прог}^2}}{1 \cdot 6.3} = 0.732$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет основных параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Выбор марки и сечения проводов

$$L_{\text{Сковородино.ПС}} := 13$$

$$P_{\text{Сковородино.ПС}} = 12.395 \quad Q_{\text{макс.ПС.прог}} := Q_{\text{макс.ПС}} \cdot (1 + e)^5 = 4.958$$

$$U_{\text{ном}} := 110$$

$$I_{\text{расч.Сковородино.ПС}} := \frac{\sqrt{P_{\text{Сковородино.ПС}}^2 + Q_{\text{макс.ПС.прог}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} \cdot 10^3 = 35.034$$

$$\alpha_i := 1.05 \quad \alpha_t := 1$$

$$I_{\text{тах.Сковородино.ПС}} := \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{\text{расч.Сковородино.ПС}} = 36.786$$

принимаем марку АС-95/16

АС 150/24

$$r_{0.150} := 0.198 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0.150} := 0.42 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0.150} := 2.7 \quad \text{мкСм/км}$$

АС 300/39

$$r_{0.300} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_{0.300} := 0.429 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_{0.300} := 2.64 \quad \text{мкСм/км}$$

$$l_{\text{НГРЭС.НПС}} := 4.452$$

$$l_{\text{НПС.ТЫНДА}} := 197.128$$

$$l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} := 156.9$$

$$l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} := 155.3$$

$$l_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} := 23.6$$

$$r_{\text{НГРЭС.НПС}} := l_{\text{НГРЭС.НПС}} \cdot r_{0.300} = 0.436$$

$$x_{\text{НГРЭС.НПС}} := l_{\text{НГРЭС.НПС}} \cdot x_{0.300} = 1.91$$

$$b_{\text{НГРЭС.НПС}} := l_{\text{НГРЭС.НПС}} \cdot b_{0.300} = 11.753$$

$$r_{\text{НГРЭС.ТЫНДА}} := l_{\text{НПС.ТЫНДА}} \cdot r_{0.300} = 19.319$$

$$x_{\text{НГРЭС.ТЫНДА}} := l_{\text{НПС.ТЫНДА}} \cdot x_{0.300} = 84.568$$

$$b_{\text{НГРЭС.ТЫНДА}} := l_{\text{НПС.ТЫНДА}} \cdot b_{0.300} = 520.418$$

$$r_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} := l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} \cdot r_{0.300} = 15.376$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет основных параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

$$x_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} := l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} \cdot x_{0.300} = 67.31$$

$$b_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} := l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО1}} \cdot b_{0.300} = 414.216$$

$$r_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} := l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} \cdot r_{0.300} = 15.219$$

$$x_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} := l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} \cdot x_{0.300} = 66.624$$

$$b_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} := l_{\text{ТЫНДА.СКОВОРОДИНО2}} \cdot b_{0.300} = 409.992$$

$$r_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} := l_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} \cdot r_{0.150} = 4.673$$

$$x_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} := l_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} \cdot x_{0.150} = 9.912$$

$$b_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} := l_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМ}} \cdot b_{0.150} = 63.72$$

$$U := 220 \quad b_{0.240} := 2.6$$

$$b_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМm}} := 25.86 \cdot b_{0.300} = 68.27$$

$$b_{\text{СКОВОРОДИНО.УРУШАm}} := 75.686 \cdot b_{0.300} = 199.811$$

$$b_{\text{СКОВОРОДИНО.СКОВОРОДИНОm}} := 5.242 \cdot b_{0.240} = 13.629$$

$$b_{\text{СКОВОРОДИНО.ГОНЖАm}} := 114.887 \cdot b_{0.300} = 303.302$$

$$b_{\text{СКОВОРОДИНО.УЛЬРУЧЬИm}} := 29.627 \cdot b_{0.300} = 78.215$$

$$Q_{c\text{СКОВОРОДИНО.БАМm}} := -\frac{1}{2} \cdot U^2 \cdot b_{\text{СКОВОРОДИНО.БАМm}} \cdot 10^{-6} = -1.652$$

$$Q_{c\text{СКОВОРОДИНО.УРУШАm}} := -\frac{1}{2} \cdot U^2 \cdot b_{\text{СКОВОРОДИНО.УРУШАm}} \cdot 10^{-6} = -4.835$$

$$Q_{c\text{СКОВОРОДИНО.СКОВОРОДИНОm}} := -\frac{1}{2} \cdot U^2 \cdot b_{\text{СКОВОРОДИНО.СКОВОРОДИНОm}} \cdot 10^{-6} = -0.33$$

$$Q_{c\text{СКОВОРОДИНО.ГОНЖАm}} := -\frac{1}{2} \cdot U^2 \cdot b_{\text{СКОВОРОДИНО.ГОНЖАm}} \cdot 10^{-6} = -7.34$$

$$Q_{c\text{СКОВОРОДИНО.УЛЬРУЧЬИm}} := -\frac{1}{2} \cdot U^2 \cdot b_{\text{СКОВОРОДИНО.УЛЬРУЧЬИm}} \cdot 10^{-6} = -1.893$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет основных параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

АС 95/16

$$r_{0.95} := 0.306 \quad \text{Ом/км} \quad r_{\text{НГРЭС.ТЫНДА}} := 13 \cdot r_{0.95} = 3.978$$

$$x_{0.95} := 0.434 \quad \text{Ом/км} \quad x_{\text{НГРЭС.ТЫНДА}} := 13 \cdot x_{0.95} = 5.642$$

$$b_{0.95} := 2.61 \quad \text{мкСм/км} \quad b_{\text{НГРЭС.ТЫНДА}} := 13 \cdot b_{0.95} = 33.93$$

Расчет реактивных сопротивлений элементов схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Сопротивления генераторов.

Прямая последовательность

$$x''_d := 0.225 \quad U_{\text{НОМ}} := 15.75 \quad \text{кВ} \quad S_{\text{НОМ}} := 247$$

$$X_{A1} := x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0.226 \quad \text{Ом} \quad X_{A3} := X_{A1} = 0.226$$

$$X_{A2} := X_{A1} = 0.226 \quad \text{Ом}$$

Обратная последовательность.

$$X_{A10.n.} := 1.22 \cdot X_{A1} = 0.276 \quad \text{Ом} \quad X_{A20.n.} := X_{A10.n.} = 0.276$$

$$X_{A30.n.} := 1.22 \cdot X_{A3} = 0.276 \quad \text{Ом}$$

$$I_{no110} := 2.8321$$

$$I_{no10} := 7.5682$$

$$\kappa_{y\partial 110} := 1 + e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 1.717$$

$$\kappa_{y\partial 10} := 1 + e^{\frac{-0.01}{0.01}} = 1.368$$

$$i_{a110} := \sqrt{2} \cdot I_{no110} = 4.005$$

$$i_{a10} := \sqrt{2} \cdot I_{no10} = 10.703$$

$$i_{y\partial 110} := \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial 110} \cdot I_{no110} = 6.875$$

$$i_{y\partial 10} := \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial 10} \cdot I_{no10} = 14.64$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

Исходные данные:

Номинальное напряжение ОРУ:	110 кВ
Число ячеек:	2
Число ВЛЭП в схеме ОРУ:	2
Климатическая зона:	3
Сечение ВЛ:	95 мм ²
Толщина первого слоя грунта:	0,35 м
Ток короткого замыкания:	2,83 кА
Время срабатывания защиты:	0,3 сек
Состав грунта 1-го/2-го слоя:	почва/супеси водоносные
Схема ОРУ:	Мостик 5Н

1. Расчет заземлителя

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_1 := 100$

Второй слой грунта: супеси водоносные

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м)

Толщина верхнего слоя грунта, (м) $h_1 := 0.95$

Климатическая зона $N := 3$

Ток однофазного короткого замыкания, (кА) $I_{кз} := 2.8321$

Время отключения, (с) $t_{сз} := 0.3$

Вспомогательный коэффициент для стали $\beta := 21$

Ток молнии, (кА) $I_M := 55$

1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны $\psi := 4$

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_1 := 100$

удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м):

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} \quad \rho_2 = 25$$

2. Расчитываем контур сетки заземлителя.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

$A := 70$ длина ПС, (м).

$B := 50$ ширина ПС, (м).

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м²)

$$S := (A + 1.5 \cdot 2) \cdot (B + 1.5 \cdot 2) \qquad S = 3.869 \cdot 10^3$$

3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности, выполненных в виде прутков диаметром:

$$d_{np_гор} := 12 \quad \text{мм} \qquad I_{кз} := 2832 \quad A$$

$$F_{мехпроч} := 78.5 \quad \text{мм}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм²)

$$F_{тс} := \sqrt{\frac{(I_{кз})^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}} \qquad F_{тс} = 16.924$$

4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$$a_0 := 0.243 \qquad a_2 := 0.003$$

$$a_1 := 0.041 \qquad a_3 := 0.005 \qquad \text{средние значения коэффициентов, зависящие от грунта.}$$

$T := 240$ время использования заземления за 20 лет, (месяцы).

$$S_{ср} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0 \qquad S_{ср} = 0.932$$

$$F_{кор} := 3.14 \cdot S_{ср} \cdot (d_{np_гор} + S_{ср}) \qquad F_{кор} = 37.825 \quad \text{мм}^2$$

$$F_{min} := F_{кор} + F_{тс} \qquad F_{min} = 54.749 \quad \text{мм}^2 \quad \ll F_{мехпроч} := 78.5 \quad \text{мм}^2$$

т.к. $F_{мехпроч}$ больше F_{min} , то условие выполняется.

$H := 1.2$ для третьей климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).

$h_{верт} := 0.8$ глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{верт} := 12$ диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{верт} := 5$ длина вертикального прутка, (м).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$a_{гор} := 6$ расстояние между полосами сетки, (м).

$$w := \frac{B + 1.5 \cdot 2}{a_{гор}} \quad w = 8.833 \quad w := 5.5 \quad w' := \frac{A + 1.5 \cdot 2}{a_{гор}} \quad w' = 12.167 \quad w' := 12.167$$

$$L_{гор} := A \cdot w + B \cdot w' \quad L_{гор} = 993.35$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{гор} := \sqrt{S} \quad l_{гор} = 62.201$$

Определяем число ячеек:

$$m := \frac{L_{гор}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad m = 6.985 \quad m := 7$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{ячейки} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad L_{ячейки} = 8.886$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 995.221$$

Определяем количество вертикальных электродов, 12м-расстояние между электродами:

$$n'_e := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad n'_e = 20.734$$

принимаем количество вертикальных электродов $n_e := 21$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{l_{верт}}{\sqrt{S}} = 0.080 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.1$$

$$R_{Is} := \rho_l \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_{верт}} \right) \quad R_{Is} = 0.252$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_{верт}} \right) \quad R_{2s} = 0.063$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{u1} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{u1} = 1.49$$

$$\alpha_{u2} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad \alpha_{u2} = 1.645$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{u1} := R_{1s} \cdot \alpha_{u1} \quad R_{u1} = 0.375$$

$$R_{u2} := R_{2s} \cdot \alpha_{u2} \quad R_{u2} = 0.10$$

2. Расчет молниезащиты

1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$$H := 25 \quad \text{высота молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молониеотводами 1 и 2, (м)

$$L_{M12} := 37$$

$$h_{li} := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф1} = 21.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o1} = 26.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$h < L_M \leq 2 \cdot h$$

$$r_{co1} := r_{o1} \quad r_{co1} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{l.c.z.} := h_{эф1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H) \quad h_{l.c.z.} = 19.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.z.} - h_{1i}}{h_{1c.z.}} \quad r_{1cx} = 11.1$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф1}} \right) \quad r_{1x} = 12.7$$

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{m23} := 23$$

$$h_{2i} := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф} := 0.85 \cdot H \quad h_{эф} = 21.3$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o2} = 26.3$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{co2} := r_{o2} \quad r_{co2} = 26.3$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.z.} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{m23} - H) \quad h_{2c.z.} = 21.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.z.} - h_{2i}}{h_{2c.z.}} \quad r_{2cx} = 12.9$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф}} \right) \quad r_{2x} = 12.7$$

3. Анализ грозоупорности

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение АхВхН:

$$n_{y\partial} := 6.7 \cdot (A + 7 \cdot H) \cdot (B + 7 \cdot H) \cdot 10^{-6} = 0.369$$

Вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

$$P_{np} := 0.005$$

Число грозových часов в году:

$$D_z := 20$$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z := 426$$

50% разрядное напряжение, кВ:

$$U_{50\%} := 350$$

Критический ток перекрытия изоляции, кА:

$$I_{кр.ток} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 1.643$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{пер} := e^{-0.04 \cdot I_{кр.ток}} = 0.936$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорыва молнии:

$$\beta_1 := n_{y\delta} \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_z}{100} = 3.458 \cdot 10^{-4}$$

Критический ток обратных перенапряжений изоляции, кА:

$$R_u := R_{u1} + R_{u2} = 0.479$$

$$I_{кр.ток.обр.} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot 6}{R_u} = 104.482$$

Вероятность обратного перекрытия при ударе в молниеотвод:

$$P_{обр} := e^{-0.04 \cdot I_{кр.ток.обр.}} = 0.015$$

Число обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотводы:

$$\beta_2 := n_{y\delta} \cdot (1 - P_{np}) \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_z}{100} = 0.001$$

Высота подвеса троса:

$$h_{mp} := 20.125 \quad h_{on} := h_{mp}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет молниезащиты ПС в ПВК MathCad 15

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$P_{\alpha} := 10^{-2.75} = 0.002$$

Критический ток при ударе в вершину опоры:

$$I_{кр.ток.оп.} := \frac{U_{50\%}}{R_u + 0.15 \cdot h_{оп.}} = 100.077$$

Вероятность перекрытия изоляции опоры:

$$P_{оп.} := e^{-0.04 \cdot I_{кр.ток.оп.}} = 0.018$$

Среднее годовое число перекрываний изоляции подстанции вследствие набегания на неё опасных импульсов грозových перенапряжений:

$$\beta_3 := 4 \cdot h_{мп} \cdot \left(P_{\alpha} + (1 - P_{\alpha}) \cdot \left(4 \cdot \frac{h_{мп}}{1000} \cdot P_{оп.} + \left(1 - 4 \cdot \frac{h_{мп}}{1000} \right) \cdot 0.086 \right) \right) \cdot \frac{D_e}{100} \cdot \frac{8 \cdot 10^{-2} \cdot 7}{100} = 0.007$$

Число лет безаварийной работы:

$$M := \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = 112.605$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчет технико-экономических показателей в ПВК MathCad 15

$$K_{инфл} := 4.61 \quad L := 13$$

Расчёт капиталовложений для 110 кВ

Капиталовложения в строительство линий

Стальные опоры Для ВЛ 110 кВ

$$k_{110} := 1050 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{выр} := 95 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{ст_нс1} := L \cdot 2 \cdot (k_{110} + K_{выр}) = 2.977 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб/км}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{ВЛ110} := (K_{ст_нс1}) \cdot K_{инфл} = 1.372 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб/км}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ору.110} := 7000 \cdot 5 = 3.5 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{ору.сумм} := K_{ору.110} \cdot K_{инфл} = 1.6135 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{ТР10} := 4100 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{тр.А} := 2 \cdot K_{ТР10} = 8.2 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{тр.сумм} := K_{тр.А} \cdot K_{инфл} = 3.7802 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в КУ

КУ на ВН:

$$K_{ку.ВН} := ((1 \cdot 1000) + (1 \cdot 1000)) \cdot K_{инфл} = 9.22 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{пост.А} := 11000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{пост.сумм} := K_{пост.А} \cdot K_{инфл} = 5.071 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет технико-экономических показателей в ПК MathCad 15

$$K_{\text{прос}} := 15 \cdot 400 = 6 \cdot 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{нс110.ВН}} := K_{\text{ку.ВН}} + K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос}} = 2.651 \cdot 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об.ВН110}} := K_{\text{нс110.ВН}} + K_{\text{ВЛ110}} = 4.023 \cdot 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{тэонс110}} := 0.059$$

Для ПС 110 кВ

$$I_{\text{РЭИ.110.ВН}} := K_{\text{нс110.ВН}} \cdot \alpha_{\text{тэонс110}} + K_{\text{ВЛ110}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 1.674 \cdot 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам.110.ВН}} := \frac{K_{\text{нс110.ВН}}}{20} + \frac{K_{\text{ВЛ110}}}{20} = 2.012 \cdot 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$\Delta W_{\text{110ВЛУТ.ВН}} := 1.28 \cdot 5000 = 6.4 \cdot 10^3 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{куΣВН}} := (2 \cdot 5000 \cdot 0.525 \cdot 0.003) = 15.75 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Общие потери, МВт*час

$$\Delta W_{\text{110ВН}} := \Delta W_{\text{110ВЛУТ.ВН}} + \Delta W_{\text{куΣВН}} = 6.416 \cdot 10^3 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_0 := 1.72 \cdot 10^3 = 1720 \quad \text{руб/МВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W_{\text{110ВН}}} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{110ВН}} \cdot 10^{-3} = 1.104 \cdot 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\text{110ВН}} := I_{\text{РЭИ.110.ВН}} + I_{\text{ам.110.ВН}} + I_{\Delta W_{\text{110ВН}}} = 4.789 \cdot 10^4$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_{\text{ВН500}} := 0.11 \cdot K_{\text{об.ВН110}} + I_{\text{110ВН}} = 9.214 \cdot 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{об.ВН110}} = 4.023 \cdot 10^5 \quad I_{\text{110ВН}} = 4.789 \cdot 10^4 \quad I_{\Delta W_{\text{110ВН}}} = 1.104 \cdot 10^4$$