

Министерство образования и науки 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 Электроэнергетические
системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 21 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

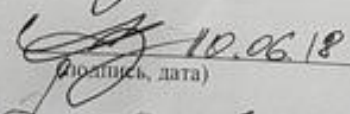
на тему: Развитие Амурских электрических сетей в связи с введением в
энергосистему ПС Технолизинг

Исполнитель
студент группы 442-об3


(подпись, дата)

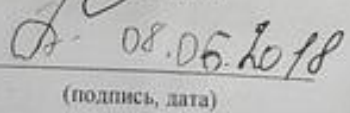
М.А. Панченко

Руководитель
профессор, канд. техн. наук


(подпись, дата)

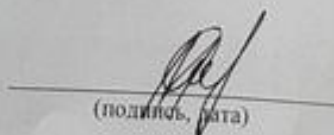
А.А. Казакул

Консультант:
по безопасности экологи-
чности
доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« 4 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Станченко Максим 9
Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие Амурских селений
в связи с введением ПС 220кВ Технологии
(утверждена приказом от 12.03.18 № 593-94)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Характеристики рас-
считываемого района, Анализ существующей системы высшего
энергообеспечения, проектные материалы ПС Технологии

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке во-
просов): 1) Анализ исходных данных, 2) расчет вл. нагрузок
3) Проектирование вл., 4) Проектирование ПС

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи, 52 граф-
лика, 11 рисунков

7. Дата выдачи задания 21.03.18

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

Задание принял к исполнению (дата):

[Подпись]
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 151 с., 11 рисунков, 65 таблиц, 45 источников, 6 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КРИТИЧЕСКИЙ ПРОЛЁТ, ЖЁСТКАЯ ОШИНОВКА, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты развития электрической сети и выбран наиболее оптимальный вариант из предложенных. Произведён выбор оборудования подстанции, выбраны параметры линии электропередачи, произведён механический расчёт воздушной линии, расставлены комплекты микропроцессорной релейной защиты, произведена разработка молниезащиты и заземления. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Заключительным этапом работы является расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3, PTC Mathcad Prime 3.0, Energo.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района размещения АГПЗ и АГХК	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика	10
1.2 Характеристика нагрузки Амурского газоперерабатывающего завода и Амурского газохимического комплекса	11
1.3 Характеристика потенциальных источников питания	14
1.4 Характеристика электрических сетей	20
2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети и конфигурации схемы подстанции	30
2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	30
2.2 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети	32
2.2.1 Разработка четырёх вариантов конфигурации сети	33
2.2.2 Анализ составленных схем конфигурации сети	38
2.3 Выбор номинального напряжения	39
2.4 Выбор сечения линии электропередачи и их конструктивное исполнение	39
2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	42
2.6 Проектирование подстанции Заводская	44
2.6.1 Конструктивное исполнение подстанции Заводская	44
2.6.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	45
2.7 Расчёт токов короткого замыкания	47
2.7.1 Ограничение тока КЗ на стороне низшего напряжения	51
2.8 Выбор подстанционного электрооборудования	52
2.8.1 Выбор и проверка силовых выключателей	52
2.8.2 Выбор и проверка разъединителей	55
2.8.3 Выбор конструктивного исполнения КРУН-10 кВ	57
2.8.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	58
2.8.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	64

2.8.6	Выбор трансформаторов собственных нужд	67
2.8.7	Выбор ОПН	69
2.9	Релейная защита и автоматика подстанции	75
2.9.1	Расстановка комплектов защиты и автоматики	76
2.9.2	Защита автотрансформаторов подстанции Заводская	77
2.10	Выбор и проверка ошиновки	79
2.11	Разработка заземления и молниезащиты подстанции Заводская	82
3	Механический расчёт воздушной линии	83
3.1	Определение единичных и удельных нагрузок провода	83
3.2	Определение значений габаритного, весового и ветрового пролётов	86
3.3	Определение стрелы провеса провода при наивысшей температуре	90
3.4	Механический расчёт провода при разных климатических условиях	91
3.5	Механический расчёт грозозащитного троса	97
3.6	Выбор изоляторов и линейной арматуры	98
4	Расчёт и анализ установившихся режимов	102
4.1	Выбор ПВК для расчёта режимов и его характеристика	102
4.2	Расчёт максимального режима	102
4.2.1	Анализ нормального установившегося режима	104
4.3	Расчёт послеаварийных режимов	104
4.3.1	Анализ установившихся аварийных режимов	109
5	Безопасность и экологичность проекта	110
5.1	Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	110
	Заключение	112
	Библиографический список	113
	Приложение А Расчёт жёсткой ошиновки ОРУ-220 кВ	117
	Приложение Б Расчёт жёсткой ошиновки ОРУ-110 кВ	127
	Приложение В Расчёт жёсткой ошиновки КРУН-10 кВ	136
	Приложение Г Расчёт и выбор уставок защиты автотрансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»	138
	Приложение Д Заземление и молниезащита ОРУ-220 кВ	146

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АГПЗ – Амурский газоперерабатывающий завод
АГХК – Амурский газохимический комплекс
ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов
ОЗХ – общезаводское хозяйство
ЛПЭНП – линейный полиэтилен низкой плотности
ПЭВП – полиэтилен высокой плотности
ТЭС – тепловая электростанция
ПС – подстанция
ОРУ – открытое распределительное устройство
КЗ – короткое замыкание
ТКЗ – токи короткого замыкания
ЛЭП – линия электропередачи
ГЭС – гидроэлектростанция
ВЛ – воздушная линия
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
ПВК – программно-вычислительный комплекс
ЭДС – электродвижущая сила
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
ТТ – трансформатор тока
ТН – трансформатор напряжения
ТСН – трансформатор собственных нужд
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный
ЭДН – электродинамическая нагрузка

ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент, в электроэнергетической системе предполагаются изменения, связанные с введением большого количества объектов, требующих электроэнергию. В свою очередь, изменения направлены в основном на улучшение качества и надежности электроснабжения потребителей. Все больше и больше происходит изменений в государственных стандартах, так же внедрение прорывных технологий, увеличивается применение новейших автоматизированных устройств, автоматики и релейной защиты. Новейшие технологии должны проходить жесткую проверку на безопасность при эксплуатации и, прежде всего, безотказность при работе. В тоже время, изменения происходят и со стороны потребителей, так как ежегодно увеличивается число потребителей мощности электроэнергии – это требует увеличение мощности генерации и только, из-за очень гибкой изменчивости ежедневной нагрузки следует обеспечить необходимую маневренность.

В выпускной квалификационной работе представлена двухтрансформаторная ПС Технолизинг, напряжением 220/10 кВ, установленной мощностью каждого из трансформаторов 100 МВА. Главной целью строительства ПС Технолизинг является энергоснабжение, запланированного для строительства, завода по производству метанола предъявленной мощностью 1 млн. тонн в год. Объект будет располагаться вблизи города Сковородино.

Целью данной работы является правильный и рациональный выбор силового оборудования, проектируемой подстанции с внедрением новейших технологий, а так же создание новых линий передачи электропередачи.

Из-за присутствия большого количества электродвигателей, находящихся на заводе по производству метанола, требуется особый подход к качеству и надежности электроэнергии. Все эти требования можно осуществить, только применив современные технологии такие как:

1) Применение быстродействующего, более надёжного, элегазового оборудования – выключателей, измерительных трансформаторов;

2) Использование новой конструкции токоведущих частей подстанции – жёстких шин и специальной арматуры;

3) Внедрение элементов цифровой подстанции – микропроцессорные устройства защиты и автоматики, цифровые приборы учёта электроэнергии, измерения параметров и оценка качества, оптоволоконная связь.

Расчёты в данной ВКР производились с помощью программно-вычислительных комплексов, разработанные российскими, RastrWin 3 и Energo и зарубежными специалистами, PTC MathCAD 14.0.

Бакалаврская работа, помимо пояснительной записки, имеет и графическую составляющую. На первом листе представлена однолинейная схема подстанции, на втором листе – варианты подключения проектируемой подстанции, на третьем листе – с режимы нормального и послеаварийных режимов, на четвёртом листе представлена однолинейная схема проектируемой подстанции, в содержании пятого листа грозозащита проектируемой подстанции и на шестом листе представлен технико-экономический расчет.

1.1 Климатическая характеристика района

Территория Амурской области расположена на юго-востоке Российской Федерации между становым хребтом на севере и рекой Амур на юге, умеренном географическом поясе, является часть ДФО. На севере Амурская область ,границей на востоке является граница с Хабаровским краем, на юго-востоке граничит с Еврейской автономной областью и с Забайкальским краем на западе,так же граница Амурской области на юго-востоке является и государственной границей РФ и граничит с КНР. У Амурской области отсутствует прямой выход к морям.

Климат Амурской области переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. В Амурской области Зейский, Селемджинский и Тындинский районы, а также города Зея и Тында приравнены к районам Крайнего Севера.

Все факторы климатообразования — солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы — взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории.

Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура опускается до $-31\text{ }^{\circ}\text{C}$. В межгорных впадинах ниже. К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от $-26\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зима в области суровая. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января $-6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в Благовещенске она составляет $-21,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум $-45,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Лето на юге области очень тёплое с достаточным или избыточным увлажнением. Здесь проходят июльские изотермы от $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $22\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где июльские температуры поднимаются до $16\text{—}19\text{ }^{\circ}\text{C}$. В горных районах температура с высотой достигает

12 °С. Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38 °С, а на юге до 40 °С.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм.

Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

1.2 Описание существующей схемы электроснабжения в районе проектирования

На рисунке 1 предоставлена рассматриваемый участок сети электроснабжения Амурской области. Большое количество ПС находится в городской зоне и зоне пригорода, что вызывает трудности и ограничения по их реконструкции.

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением 35-500 кВ – удовлетворительное. На подстанциях эксплуатируется оборудование, выработавшее свой ресурс и морально устаревшее, нуждающееся в замене. Износ ЛЭП так же говорит об необходимости постепенной замены проводов.

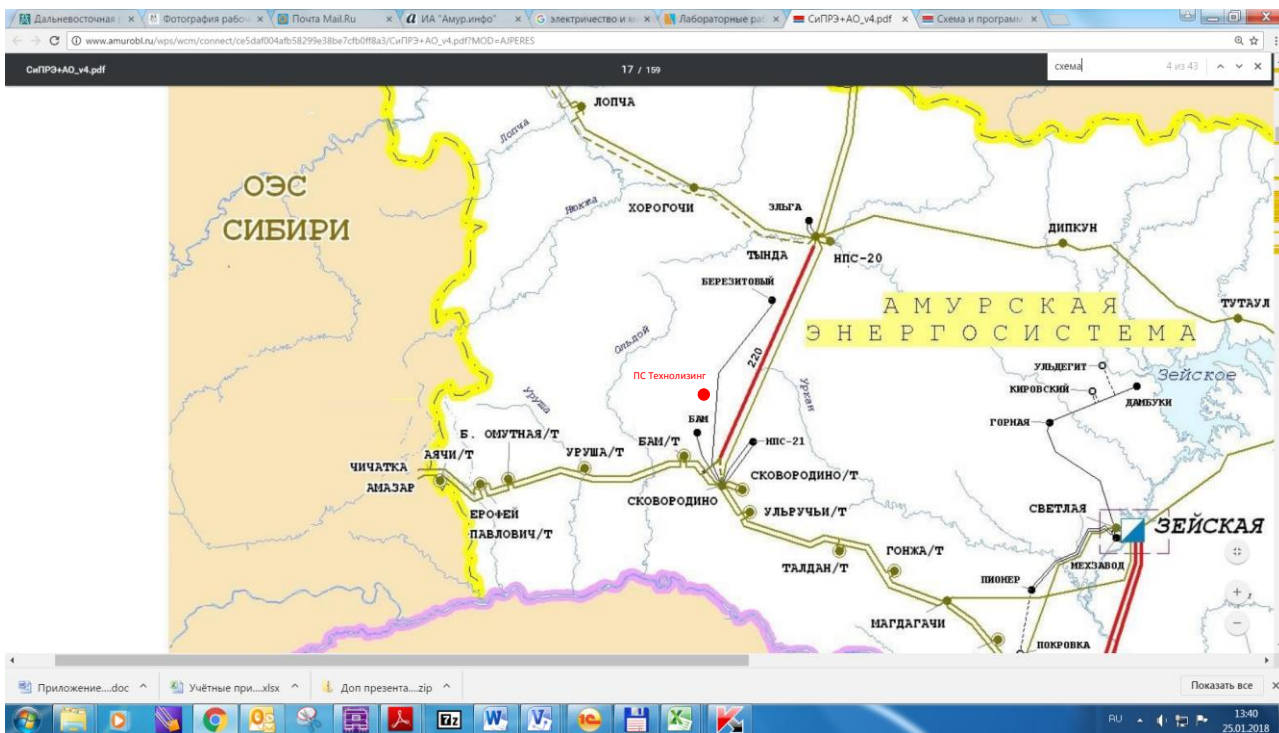


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения в районе проектирования
ПС Технолизинг

ПС Тында

ПС 220 кВ расположена в Амурской области, в 4 км на юго-восточной окраине г. Тында, на юго-запад – 3 км от железной дороги «БАМ».

Подстанция «Тында», суммарной установленной мощностью 228 МВА, осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжениях 220, 110, 35, 10 кВ.

РУ 220 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 110 кВ выполнено по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». РУ 35 кВ выполнено по схеме 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». РУ 10 кВ выполнено по схеме 1 – «Одна секционированная выключателем система шин».

В данном проекте мы будем подробно рассматривать только РУ ВН.

На РУ ВН подходят следующие линии:

- * КВЛ 220 кВ Тында-НПС-20 №1
- * КВЛ 220 кВ Тында-НПС-20 №2
- * КВЛ 220 кВ Тында-БАМ/т с отпайкой на ПС Сковородино

* КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на на ПС НПС-19

* КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на на ПС НПС-19

* КВЛ 220 кВ Тында-Дипкун

* КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында

* КВЛ 220 кВ Тында-Хорогочи

На ПС 220 кВ Тында установлено два автотрансформатор АТДЦТН-63000/220/110/35 (расшифровывается как автотрансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, с устройством РПН) и два силовых трансформатора с диспетчерским наименованием Т-3 и Т-4 типа ТДТН-40000/110/35/10 (расшифровывается как трансформатор трехфазный трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с устройством РПН).

АТ был изготовлен ООО «Гольятинский трансформатор» в 2009 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. На АТ установлены устройство РПН типа РС-4 на АТ-1 и МІ 802-170/С на АТ-2, место установки СН.

ТДТН-40000/110/35/10 был изготовлен ООО «Гольятинский трансформатор» в 2009 году, введен в эксплуатацию в 2012 году. На трансформаторе Т-3 установлено устройство РПН тип – VRCШ400У-72,5/В-10191W, изготовленное в 2009 г., введено в эксплуатацию в 2012 году и устройство ПБВ, установленное на СН 35 кВ, изготовленное в 2009 году и введенное в эксплуатацию в 2012 году.

РУ ВН представляет собой КРУЭ напряжением 220 кВ, внутренней установки. Было введено в эксплуатацию в 2014 году. Данное КРУЭ произведено Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co.(КНР) в 2009. Тип – ZF16-252 (L). Привод – гидро-пружинный. Трансформатор тока – LR-220. Трансформатор напряжения – JDQXF3-220. Трансформаторы тока LR-110, LR-220 представля-

ют собой однофазные, закрытые трансформаторы тока проходной конструкции. Марка и сечение кабеля – ПвПу2г 1х500(гж)/95/127/220.

Для КРМ установлены:

- Шунтирующие реакторы Р-1 и Р-2 тип – РТД -20000/35. Шунтирующий реактор Р-1 введен в эксплуатацию в 1978 г., Р-2 в 1981 году.

-Управляемый шунтирующий реактор тип - РТДУ-100000/220-УХЛ1.

Данный УШР изготовлен в 2009 г. и введен в эксплуатацию в 2015 году.

1.4 Характеристика источников питания

Нерюнгринская ГРЭС расположена в пгт. Серебряный бор, Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Строительство станции было начато в 1980 году, в декабре 1983 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок.

Установленная электрическая мощность – 570 МВт. Основное топливо – каменный уголь Нерюнгринского месторождения.

Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

* три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час;

* турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах 2х260 Гкал/час, давление пара на турбину 130 кгс/см² (килограмм сила на метр в квадрате), температура пара у турбины 540 °С;

* генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [11].

Нерюнгринская ГРЭС имеет резервы роста мощности при дальнейшем развитии региона и увеличении потребности в энергообеспечении за счет дополнительного строительства энергоблоков. Имеющаяся база позволяет в кратчайшие сроки построить и ввести в эксплуатацию от двух до четырех энергоблоков аналогичной мощности [11].

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

Зейская ГЭС расположена в городе Зей Амурской области.

Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки – $6 \times$ СВ-1130/220-44ХЛ4. Мощность генераторов – $4 \times 225, 2 \times 215$ МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полупорционная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «однородная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу [20].

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская» Л-501 и Л-502. Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через п/с «Призейская» Л-208, п/с «Светлая» Л-200, Л-201С, п/с «Магдагачи» Л-203. С подстанцией «Энергия» связь осуществляется отпайками от Л-200 и Л-201 [20].

1.4 Характеристика потребителей

Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды.

К основным типам потребителей данного района реконструкции относятся: городская и сельская нагрузка, электроприемники жилищно – коммунальной сферы, а так же социально значимые объекты

В отношении качества электроэнергии при проектировании электрических сетей должны соблюдаться требования ГОСТа 32144-2013 «Электрическая энергия». Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения». В основном это вопросы регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Характеристики ПС рассматриваемого участка сети.

На ПС Сквородино установлено два трехобмоточных трансформатора мощность 25 МВА каждый и два автотрансформатора мощностью 40 МВА каждый. Схема распределительного устройства 220 кВ. - одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. Схема распределительного устройства 110 кВ. - одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

На ПС Тында установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 МВА каждый и два автотрансформатора мощность 63 МВА каждый. Схема подключения КРУЭ 220 кВ – две рабочие системы шин. Схема подключения ОРУ 220 кВ – Две рабочие секционированные с обходной системой шин.

На ПС БАМ установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый. Схема подключения – одна рабочая секционированная выключателем и обходной системой шин.

На ПС Дипкун установлено два трехобмоточных трансформатора мощность 25 МВА. Схема подключения - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Вывод:

1) Согласно пункту 5.24 [8], к двухцепным ВЛ 220 кВ с двухсторонним питанием рекомендуется присоединять до пяти промежуточных подстанций. Это означает, что на рассматриваемом участке магистрали, от ПС Тынды до ПС Сквородино, присоединена одна подстанция, через отпайку, типа «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», присоединение большего количества подстанций приведет к перегрузке головных участков. Наихудшим вариантом будет являться присоединение ПС Технолизинг к ПС Тынды и к ПС Сквородино, так как эти варианты будут являться самыми дорогостоящими.

2) Возможен вариант присоединения в рассечку к ВЛ Тынды – Сквородино, ограничением является предельная мощность передаваемая по линии.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

В связи с нехваткой данных по коэффициентам формы, использования и максимума, среднюю и эффективную мощность можно найти с помощью метода упорядоченных диаграмм.

Суть метода упорядоченных диаграмм заключается в комбинировании одинаковых по мощности временных промежутков суточного графика электрической нагрузки, и нахождении средней, эффективной и максимальной мощности. Согласно [10], для химической промышленности характерные графики электрической нагрузки, активной и реактивной мощности для зимнего и летнего времени года.

Примем некоторые упрощения в дальнейшем расчёте:

- 1) Коэффициент летнего снижения максимума $k_{лет}=0,9$;
- 2) За максимальную мощность примем установленную мощность

$$P_{уст}=P_{max};$$

В качестве примера, вычислим среднюю и эффективную мощность в зимнее время года для ПС Технолизинг:

- 1) Построение УД происходит следующим образом

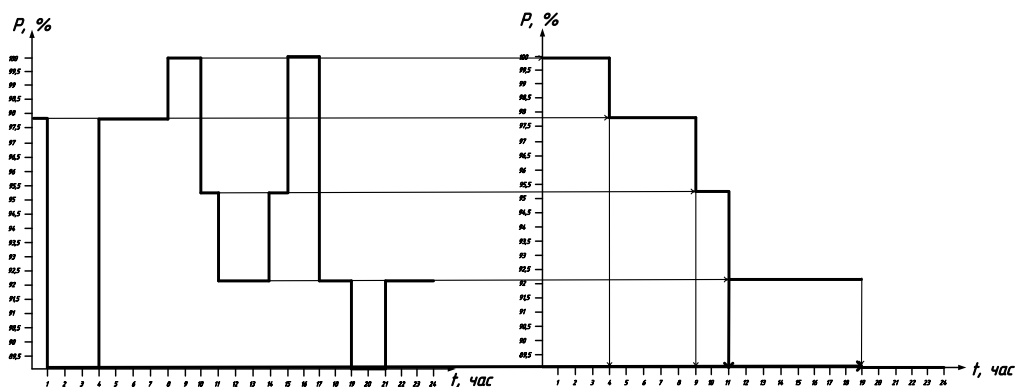


Рисунок 2 – Построение УД

2) Из Рисунка 2 можно выделить 5 интервалов длительностью 2, 4, 5 и 8 часов;

3) Вычисляется активная мощность для каждого интервала по формуле (1):

$$P_n = n \cdot P_{уст}, \quad (1)$$

где n – доля активной мощности, процентное соотношение от установленной мощности, о.е;

$P_{уст}$ – установленная мощность завода, МВт.

$$P_I = 1 \cdot 65 = 65 \text{ МВт},$$

$$P_{II} = 0,9775 \cdot 65 = 63,538 \text{ МВт},$$

$$P_{III} = 0,9525 \cdot 65 = 61,913 \text{ МВт},$$

$$P_{IV} = 0,921 \cdot 65 = 59,865 \text{ МВт},$$

$$P_V = 0,89 \cdot 65 = 57,85 \text{ МВт}.$$

4) Средняя и эффективная мощность определяются по формулам (2) и (3) соответственно:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где T_n – время наблюдения, час;

P_i – активная мощность интервала, МВт;

t_i – время протекания интервала, час.

$$P_{\text{ср.АГПЗ}}^3 = \frac{1}{24} \cdot (65 \cdot 4 + 63,538 \cdot 5 + 61,913 \cdot 2 + 59,865 \cdot 8 + 57,85 \cdot 5) = 61,237 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (3)$$

$$P_{\text{эф.АГПЗ}}^3 = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (65 \cdot 4 + 63,538 \cdot 5 + 61,913 \cdot 2 + 59,865 \cdot 8 + 57,85 \cdot 5)} = 55,42 \text{ МВт}.$$

Таблица 1 – Средняя и эффективная мощность ПС Технолизиг

	Зима		Лето		Зима		Лето	
	$P_{\text{ср}}$ МВт	$Q_{\text{ср}}$ МВАр	$P_{\text{ср}}$ МВт	$Q_{\text{ср}}$ МВАр	$P_{\text{эф}}$ МВт	$Q_{\text{эф}}$ МВАр	$P_{\text{эф}}$ МВт	$Q_{\text{эф}}$ МВАр
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Технолинг	61,237	33,68	55,113	30,312	55,42	30,481	49,878	27,433

2.2 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети

Выбор рациональной схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления ряда вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны быть технически осуществимы и простыми в своём исполнении.

Принципы составления вариантов схем конфигурации электрической сети [10]:

- 1) Варианты вычерчиваются в масштабе с указанием длин и количества цепей. Длина указывается с учётом коэффициента трассы.
- 2) Разработку вариантов следует начинать с наиболее простых, требующих минимальное число трансформаций и наименее сложных РУ ПС.
- 3) Обязательно учитывается категоричность потребителей.

4) Применение двух классов номинального напряжения для разных частей схемы экономически оправдано, если проектируемая сеть состоит из протяжённых ЛЭП и питающегося от неё подрайона, в котором длины линий намного меньше.

5) В разомкнутых сетях не должно быть обратных перетоков мощности.

6) Разветвление электрической сети целесообразно делать на ПС.

7) В кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения, из-за возникновения уравнивающих токов.

8) Магистральные и радиальные сети по сравнению с кольцевыми характеризуются большей протяжённостью ВЛ в одноцепном исполнении, но менее сложными схемами ПС, меньшей стоимостью потерь. Кольцевые схемы обладают большей гибкостью, надёжностью, но более сложными схемами РУ и большими потерями.

2.2.1 Разработка трех вариантов конфигурации сети

Для определения оптимальной схемы сети нужно составить, как минимум, три варианта сети. Из составленных вариантов выбрать наиболее надёжный, простой и технически осуществимый, а также выбрать вариант по наименьшей длине линии и минимальному количеству выключателей [10].

Первый вариант предполагает присоединение к шинам ОРУ-220 кВ ПС Сковородино

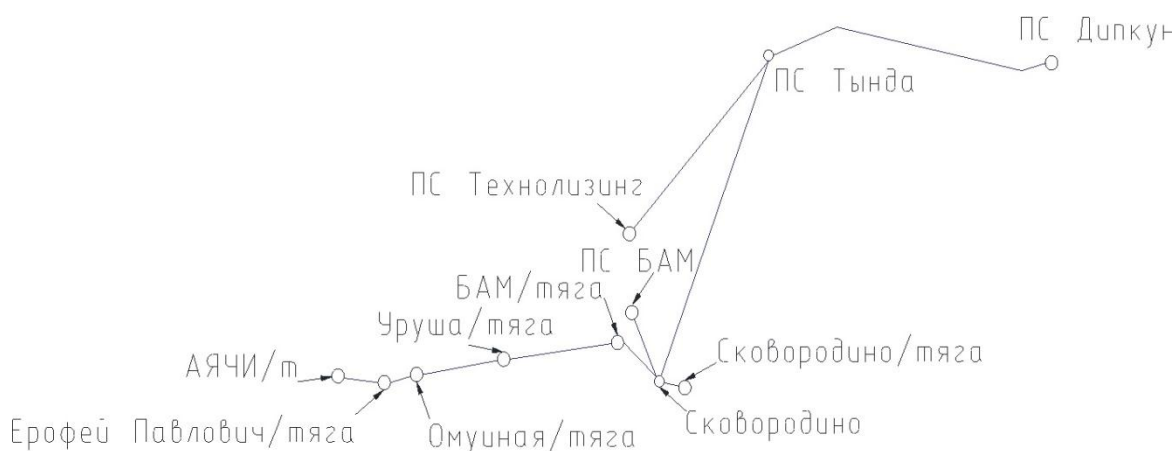


Рисунок 3 – Вариант сети №1

ПС Технолизинг подключается по самому длинному пути: две ВЛ по 104,88 км.

Таблица 17 – Характеристики схемы №1

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
1	2	3	4
ПС Заводская – ПС Амурская	2	104,88	4
Суммарная длина в одноцепном исполнении		209,76	

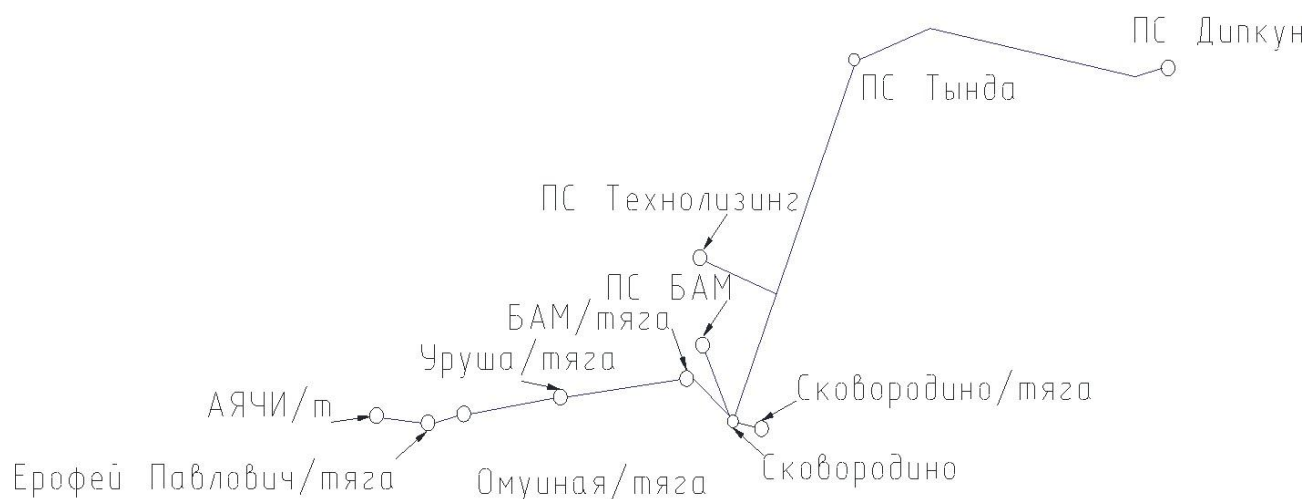


Рисунок 4 – Вариант сети № 2

Схема №2 отличается от предыдущей схемы тем, что ПС Технолизинг подключается не к шинам ОРУ-220 кВ ПС Тында, а запитывается в рассечку в магистраль ВЛ 220 кВ ПС Сковородино – ПС Тында.

Таблица 18 – Характеристики схемы №2

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ ПС Сквородино – ПС Тында с заходами на ПС Технолизинг	2	36,28	2
Суммарная длина в одноцепном исполнении		72,56	

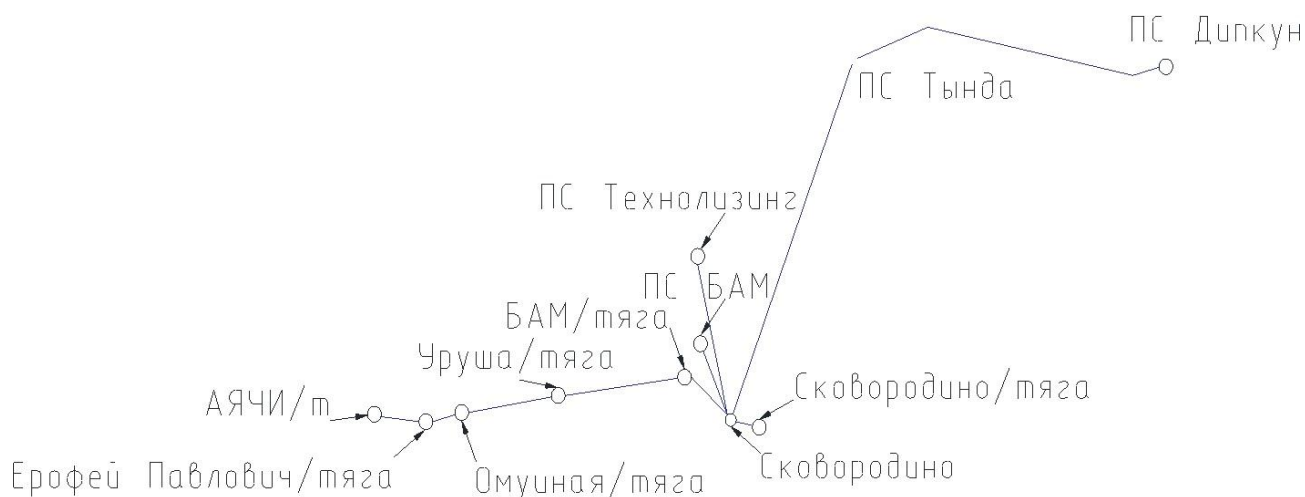


Рисунок 5 – Вариант сети №3

Таблица 19 – Характеристики схемы №3

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Благовещенск с заходами на ПС Заводская	4	63,89	12
Суммарная длина в одноцепном исполнении		127,78	

2.2.2 Анализ составленных схем конфигурации сети

После разработки вариантов подключения ПС к ЭЭС, следует выбрать наиболее надежный вариант, подходящий по технико-экономическим параметрам. Вариант №1 не подходит, так как это вариант предполагает самую большую длину линии по сравнению с Вариантами №2 и №3, и большее количество выключателей относительно Варианта №2. Наилучшим вариантом подключения новой ВЛ будет вариант подключения «в рассечку», таким вариантом является Вариант №2. Преимуществами этого варианта является:

1) Подключение к воздушной линии – согласно контрольным замерам за 2015 год [9], по обеим цепям протекает ток, значение которого не превышает 150 А. Значит подключение возможно, так как есть существенный «запас по току», позволяющий подключить новую нагрузку;

2) По сравнению с первым и третьим вариантом, Вариант №2 будет обладать наименьшими капиталовложениями

Следовательно самым оптимальным и перспективным вариантом является Вариант №2, так как обладает наименьшей длиной линии и наименьшим количеством выключателей. Надежное обеспечение электроснабжением будет обеспечено мощными источниками питания, со стороны ПС Свободная, Зейской ГЭС и со стороны Нерюнгринской ГРЭС.

2.3 Выбор номинального напряжения

Длина линии и активная мощность, протекающая по этой линии, являются основными параметрами выбора рационального номинального напряжения. От выбора номинального напряжения зависят сечение линии и потери активной мощности в линии, так же зависит затратность на построение этой ВЛ.

Для выбора рационального напряжения принято пользоваться формулой Илларионова, Чаще всего ее применяют для напряжений 35 кВ и выше [18]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (4)$$

где l_{ij} – длина линии электропередач, км;
 P_{ij} – мощность протекающая по линии, МВт;

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36,28} + \frac{2500}{65}}} = 138,352 \text{ кВ.}$$

Выбираем номинальное напряжение ПС Технолизинг 220 кВ.

2.4 Выбор сечения линии электропередачи и их конструктивное исполнение

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

Для воздушных линий сверхвысокого напряжения используют стандартные сталеалюминевые провода (АС), формируемые из стальной центральной части, одного или нескольких прутков стальной проволоки и двух прутков алюминиевой проволоки диаметром от 0,6 до 5 мм в зависимости от общего сечения алюминия провода [10].

В работе, сечение провода ВЛ определяется методом экономических токовых интервалов. Алгоритм расчёта:

1) Расчёт максимального тока, протекающего по линии по формуле (5):

$$I_{\max} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{ц}},$$

(5)

где $S_{нагр}$ – поток полной мощности в ВЛ, МВА;
 U – номинальное напряжение ВЛ, кВ;
 $n_{ц}$ – количество цепей, шт.

$$I_{\max} = \frac{70,001}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,092 \text{ кА.}$$

2) Определить расчётное значение тока линии по формуле (6):

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (6)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, о.е (для ВЛ 110-220 кВ, равен 1,05);

α_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы (для ВЛ 35-330 кВ, при $T_{\max} > 6000$ ч, равен 1,3).

$$I_{\text{расч}} = 0,092 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 0,125 \text{ кА.}$$

Так как на данном этапе не известна точная конструкция ВЛ, в частности материал опор, то целесообразно выбрать сечение провода по таблице 1.21 [19]. Выбираем сечение провода равное 300 мм².

Экономическая мощность для данного сечения, с учётом что $T_{\max} > 5000$ ч, составляет 118 МВт, а предельная, по нагреву, 236 МВт – для одной цепи. При наличии двух цепей, расчётная активная мощность распределяется равномерно по линиям:

$$P_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{расч}} \cdot \cos \varphi, \quad (7)$$

$$P_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,125 \cdot 0,88 = 41,916 \text{ МВт.}$$

Соответственно ток, для этого режима, равен 110 А.

Рассчитаем ток в послеаварийном режиме – отключение одной из двух цепей:

$$I_{n/ав} = \frac{P_{расч} \cdot n_{ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{ц} - n_{ав})}, \quad (8)$$

При отключении, или выводе в ремонт, одной из четырёх цепей:

$$I_{n/ав.1} = \frac{41,916 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2 - 1)} = 0,220 \text{ кА},$$

Таблица 21 – Расчётный ток и токи в послеаварийных режимах

Марка провода	$I_{расч.акт}/I_{эконом}, \text{А}$	$I_{п/ав.1}/I_{доп}, \text{А}$
1	2	3
АС-300/39	110/220	220/240

2.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов является средняя активная мощность и не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор [10]:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{mp} \cdot k_3}, \quad (9)$$

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

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность в зимний период, МВАр;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора, для потребителей первой категории принимается равным 0,7;

n_{mp} – число установленных трансформаторов на подстанции.

Нескомпенсированная реактивная мощность, отсутствует, так как не требуется компенсация реактивной мощности на подстанции.

Рассчитаем мощность автотрансформаторов для ПС Заводская, а также проведём расчёт на оптимальный и послеаварийный коэффициент загрузки [10].

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{n_{тр} \cdot k_3}, \quad (10)$$

$$S_p = \frac{\sqrt{71,237^2 + 33,68^2}}{2 \cdot 0,7} = 62,442 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов [19]. Выбираем трансформатор ТРДЦН–100000/220/35.

Выбранный автотрансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки, значение должно лежать в пределах от 0,45 до 0,75:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{n_{тр} \cdot S_{Тном}}, \quad (11)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{61,237^2 + 33,68^2}}{2 \cdot 100} = 0,424.$$

Послеаварийный коэффициент загрузки трансформаторов подстанции стоит определить для случая, когда выйдет из строя только один трансформатор из двух, так как вывод из строя сразу двух автотрансформаторов маловероятно. Значение послеаварийного коэффициента загрузки, лежит в пределах от 0,9 до 1,4:

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{ср.зим}^2 + Q_{ср.зим}^2}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (12)$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{61,237^2 + 33,68^2}}{1 \cdot 100} = 0,848.$$

2.6 Проектирование подстанции Технолизинг

2.6.1 Конструктивное исполнение подстанции Технолизинг

Распределительные устройства будут выполнены открытого типа, всё оборудование расположено на открытом воздухе. Стоит отметить некоторые особенности ОРУ [20]:

- 1) Все аппараты располагаются на невысоких основаниях;
- 2) По территории ОРУ предусматриваются проезды, для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования;
- 3) Ошиновка может быть гибкой, токопроводы крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, или жёсткой, шины крепятся с помощью опорных изоляторов на железобетонных стойках;
- 4) Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву, или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Преимущества ОРУ перед ЗРУ:

- 1) Меньше объём строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшается время сооружения и стоимость ОРУ;
- 2) Легче выполняется расширение и реконструкция;
- 3) Все аппараты доступны для наблюдения.

Из недостатков стоит отметить, что при низких температурах менее удобны в обслуживании, а аппараты подвержены пылевому загрязнению и колебаниям температур.

2.6.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

По условию надёжности электроснабжения предприятия, требуется выбрать оптимальную, удобную и по возможности простую схему распределительного устройства.

Для распределительного устройства 220 кВ, выберем схему «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (схема №5АН-220) [21], которая представлена на рисунке 7

Рисунок 7 – Схема ОРУ-220 кВ ПС Технолизинг

Данная схема применяется в распределительных устройствах 110 кВ и 220 кВ при числе присоединений 4 (два присоединения ВЛ, два присоединения трансформаторы. В отличие от схемы «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» выбранная схема имеет возможность вывода в ремонт одного из трансформаторов. Мостиковые схемы применяются на первых этапах развития ПС. Так же по сравнению со схемой «четырёхугольник», мостиковые схемы имеют ряд преимуществ, к примеру эти схемы менее затратные, так как используется меньшее количество коммутационного электрооборудования и имеют более простое конструктивное исполнение. Недостатками мостиковых схем является возможность вывода в ремонт только либо ВЛ, либо трансформатора, в то время применив схему «четырёхугольник», можно вывести в ремонт одновременно и ВЛ, и трансформатор.

Схема «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» дает возможность бесперерывной работы одного из трансформаторов.

2.7 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания является основным этапом перед определением и выбором подстанционного оборудования, при этом нужно учитывать конечный, установившейся режим нагрузки и сети [23].

Расчёт токов короткого замыкания произведём с помощью ПК RastrWin3 (RastrKZ). Программа разработана Екатеринбургским фондом «Фондом им. Д.А. Арзамасцева» [24].

Алгоритм расчёта ТКЗ следующий:

1. Составляется однолинейная схема электрической сети, для которой будет выполняться расчёт ТКЗ (оформление по ГОСТ АмГУ).
2. Составляются схемы замещения для расчёта токов КЗ и рассчитываются их параметры.
3. В RastrWin 3 вводятся необходимые данные по узлам (Узлы/Несим/ИД), ветвям (Ветви/Несим/ИД) и генераторам (Генератор/Несим) для расчёта токов КЗ. Расчётный файл сохраняется с расширением *.rst (динамика).
4. Выбирается точка КЗ и тип несимметрии (Состав/Несим) по заданию преподавателя.
5. Результаты переносятся на графическую схему. Для этого составляется графическая схема для расчёта режимов (Открыть/Графика). Далее запускается макро команда: Расчёты/Выполнить/ТКЗ/Настроить графику для ТКЗ. После преобразования графическая схема сохраняется в формате *.grf. Прежде чем приступить к расчёту, нужно составить схему замещения прилегающей электросети и подстанции и вычислить её сопротивления и ЭДС.

Расчёт токов короткого замыкания следует производить только при установившемся технологическом режиме, то есть при подключении к ОРУ-220 кВ ПС Технолинг, всех турбогенераторов парогазовых установок. Игнорирование данного факта приведёт к неправильному выбору подстанционного оборудования.

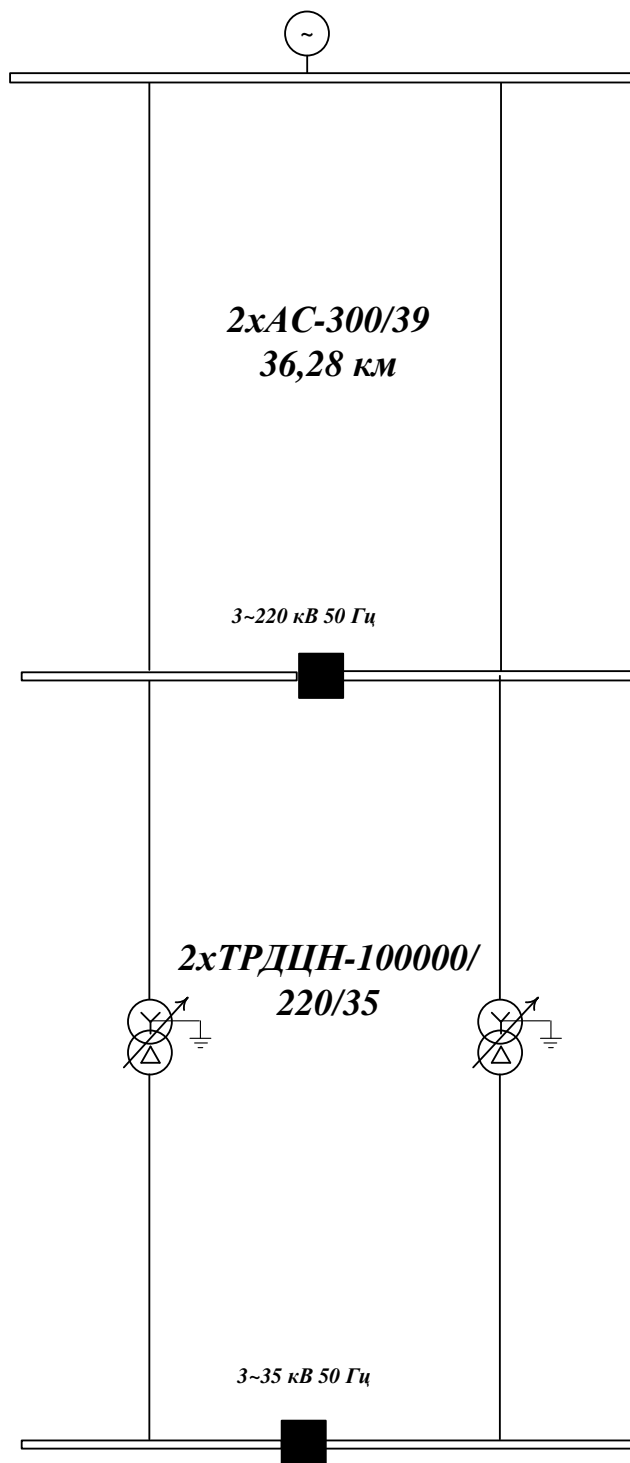


Рисунок 9 – Исходная схема подстанции и сети

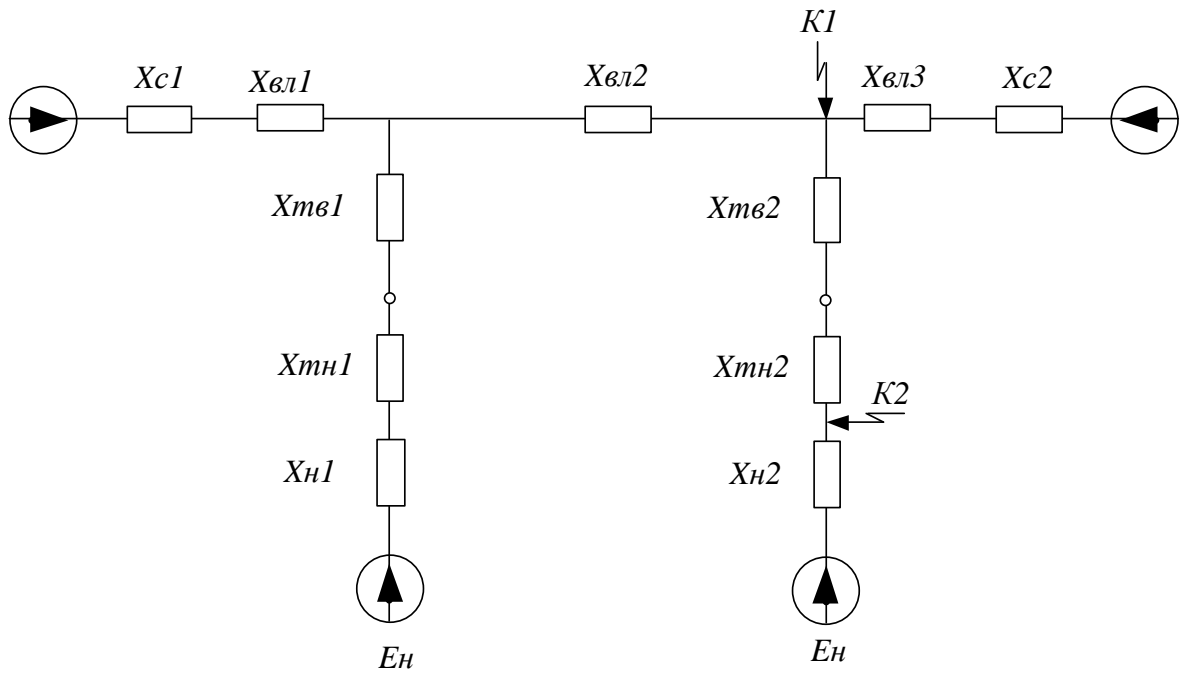


Рисунок 10 – Схема замещения сети

Расчёт ТКЗ следует произвести на шинах 220 кВ и 35 кВ ПС Технологи-
зинг, с соответствующими точками К1 и К2.

Таблица 22 – Результаты расчёта токов КЗ.

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К1	3,028	1,514	0,688
К2	7,7004	3,852	2,142

По таблице 1.8 [25], следует выбрать постоянную времени затухания на
шинах ПС. Для шин 220 кВ постоянная времени затухания, T_a , равна 0,05 с, для
шин 35 кВ – 0,03 с.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (13)$$

$$i_{yД.К1} = \sqrt{2} \cdot 3,028 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} \right) = 7,788 \text{ кА},$$

$$i_{yД.К2} = \sqrt{2} \cdot 7,004 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 17,002 \text{ кА},$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{НО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (14)$$

$$i_{a.К1} = \sqrt{2} \cdot 3,028 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 3,51 \text{ кА},$$

$$i_{a.К2} = \sqrt{2} \cdot 7,004 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 7,097 \text{ кА},$$

Таблица 23 – Ударные токи КЗ и аperiodические составляющие начальных значений токов КЗ

Точка КЗ	i_a , кА	$i_{yД}$, кА
1	2	3
К1	3,51	7,788
К2	7,097	17,002

2.8 Выбор подстанционного электрооборудования

Все выключатели (вводные, шиносоединительные, секционные), разъединители (шинные, линейные) и трансформаторы тока, для ОРУ-220 кВ, выбираются по аварийному, допустимому току, который протекает и по ошиновке, соответственно и по присоединениям, в послеаварийном режиме.

2.8.1 Выбор и проверка силовых выключателей

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальным симметричным током отключения $I_{откл}$ и номинальным относительным содержанием аperiodической составляющей тока КЗ β_n [23].

Выбираем к установке на ОРУ – 220 элегазовый колонковый выключатель марки ВГТ–220Ш40/3150УХЛ1 с гидравлическим приводом ПГ-12 [26]

Таблица 26 – Проверка выключателя ВГТ–220Ш40/3150УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220$ кВ
$I_{ном} = 3,15$ кА	$I_{ном} \geq I_{max.ВН}$	$I_{max.ВН} = 0,22$ кА
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{вкл} \geq I^{(3)}_{ПО.К1}$	$I^{(3)}_{ПО.К1} = 3,028$ кА
$I_{пр.скв} = 40$ кА	$I_{пр.скв} \geq I^{(3)}_{ПО.К1}$	$I^{(3)}_{ПО.К1} = 3,028$ кА
$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{пр.скв} \geq i_{уд.К1}$	$i_{уд.К1} = 7,788$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{откл} = 4800$ кА ² · с	$I^2_{тер} \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 0,688$ кА ² · с
$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} \geq I^{(3)}_{ПО.К1}$	$I^{(3)}_{ПО.К1} = 3,028$ кА
$i_{a.ном} = 26,587$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{a.К1}$	$i_{a.К1} = 3,51$ кА

Время отключения выключателя определяется суммой собственного времени отключения выключателя с приводом и постоянной времени затухания амплитуды тока КЗ:

$$t_{откл} = t_{откл.выкл} + T_a, \quad (15)$$

$$t_{откл} = 0,025 + 0,05 = 0,075 \text{ с.}$$

Величина теплового импульса:

$$B_K = \left(I_{ПО.К1}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{откл}, \quad (16)$$

$$B_K = 3,028^2 \cdot 0,075 = 0,688 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (17)$$

где $\beta_{ном}$ – относительное содержание апериодической составляющей тока КЗ ($\beta_{ном} = 47\%$) [23].

Для ОРУ-35 принимаем к установке элегазовый выключатель ВГТ-35-50/3150У1 [28]

Таблица 28 – Проверка выключателя ВГТ-35-50/3150У1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{нн}$	$U_{нн} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{max.нн}$	$I_{max.нн} = 1,155 \text{ кА}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{ПО.К1}^{(3)}$	$I_{ПО.К1}^{(3)} = 7,002 \text{ кА}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{ПО.К1}^{(3)}$	$I_{ПО.К1}^{(3)} = 7,002 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 127 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд.К1}$	$i_{уд.К1} = 17,002 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 2,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО.К1}^{(3)}$	$I_{ПО.К1}^{(3)} = 7,002 \text{ кА}$
$i_{а.ном} = 26,587 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{а.К1}$	$i_{а.К1} = 7,097 \text{ кА}$

Время отключения выключателя находим по формуле (15):

$$t_{откл} = 0,03 + 0,03 = 0,06 \text{ с.}$$

Величина теплового импульса определяем по формуле (16):

$$B_K = 7,002^2 \cdot 0,06 = 2,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2.8.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва обесточенной цепи высокого напряжения, а также заземления отключённых участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон для безопасного ремонта электрооборудования [23].

Для ОРУ – 220 выбираем два разъединителя, в зависимости от количества заземляющих ножей, марок РПВ.1-220/2000УХЛ1 и РГН-220.П/2000-63УХЛ1 с электродвигательными приводами ПД-14 [29]

Таблица 29 – Проверка разъединителя РПВ.1-220/2000УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{max.ВН}$	$I_{max.ВН} = 0,22 \text{ кА}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд1}$	$i_{уд1} = 7,788 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} \geq B_K$	$B_K = 3,028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 30 – Проверка разъединителя РГН-220.П/2000-63УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ВН}$	$U_{ВН} = 220 \text{ кВ}$

$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.ВН}}$	$I_{\text{макс.ВН}} = 0,22 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд1}}$	$i_{\text{уд1}} = 7,788 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 3,028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для ОРУ–110 кВ выбираем аналогичные разъединители РГП16-В-35/2000 УХЛ2и РГП2-В-35/2000 УХЛ2 с электродвигательными приводами ПД-14 [29]

Таблица 31 – Проверка разъединителя РГП16-В-35/2000 УХЛ2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$	$U_{\text{НН}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.НН}}$	$I_{\text{макс.НН}} = 1,155 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд2}}$	$i_{\text{уд2}} = 17,002 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 2,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 32 – Проверка разъединителя РГП2-В-35/2000 УХЛ2

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$	$U_{\text{НН}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс.НН}}$	$I_{\text{макс.НН}} = 1,155 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд2}}$	$i_{\text{уд2}} = 17,002 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 2,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

В сетях с изолированной нейтралью трансформаторы тока устанавливаются только на двух фазах, так как информация о токе в фазе с отсутствующим трансформатором тока может быть легко получена измерением тока в двух фазах (соединение неполная звезда). В сетях с глухозаземлённой нейтралью, в том числе и с эффективно-зеземлённой нейтралью, трансформаторы тока устанавливаются во всех фазах в обязательном порядке (соединение звезда).

Прежде чем приступить к выбору трансформатору тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включённых во вторичную цепь, иметь данные о длине и типе измерительного (контрольного) кабеля и сопротивлении контактов, для обеспечения заданного класса точности [23]:

$$Z_{2P} = r_{приб} + r_{np} + r_k, \quad (18)$$

В качестве контрольного кабеля принимаем кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм², марки АКВВГЭ–ХЛ. Кабель предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Применяется для прокладки на открытом воздухе, в помещениях, каналах, туннелях, в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабели и необходимости защиты электрических цепей от влияния внешних электрических полей. Не распространяют горение при одиночной прокладке, а так же стойки к монтажным изгибам [10].

Выберем ТТ для ОРУ – 220:

Рассчитаем сопротивление кабеля:

$$r_{np} = \frac{\rho_{Al} \cdot l_{расч}}{S_{np}}, \quad (19)$$

где ρ_{Al} – удельное сопротивление алюминия ($\rho_{Al} = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$);

$l_{расч}$ – расчётная длина кабеля ($l_{расч} = 200 \text{ м}$);

$S_{пр}$ – сечение жилы, мм^2 .

$$r_{пр} = \frac{0,028 \cdot 200}{4} = 1,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов (r_k) принять равным 0,1 Ом.

Согласно [31], глава 1.4 и 1.5, приборы устанавливаются на подстанции в следующем порядке:

1) ячейка ВЛ (ОРУ – 220 кВ): амперметр, ваттметр и варметр, счётчик активной и реактивной энергии;

2) ячейка ВЛ (ОРУ – 35 кВ): амперметр, счётчик активной и реактивной энергии, ваттметр и варметр;

3) ОВН автотрансформатора (220 кВ): амперметр;

4) ОНН автотрансформатора (35 кВ): амперметр, ваттметр и варметр, счётчик активной и реактивной энергии;

5) шиносоединительный выключатели (ОРУ – 220 кВ): амперметр;

Расчёт производим по самым требовательным и загруженным приборами ячейкам. Для ОРУ – 220 кВ это ячейка ВЛ (ввод):

Таблица 34 – Приборы устанавливаемые в ячейку ввода ОРУ–220 кВ

Прибор	Мощность приборов, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5			ЩК–120
Ваттметр и варметр	0,5	-	0,5	ЩВ–120
Счётчик активной и ре-	0,3			СЕ302–R31

активной энергии		
Итого	1,3	

Сопротивление приборов рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ТТ}}^2}, \quad (20)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,3}{5^2} = 0,052 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление рассчитываем по формуле (18):

$$Z_{2P} = 0,052 + 1,4 + 0,1 = 1,552 \text{ Ом}.$$

Выбираем и проверяем элегазовый трансформатор тока марки ТОГФ – 220-0,5/5P-200-400-800/5УХЛ1 [32]

Таблица 35 – Проверка ТТ марки ТОГФ – 220-0,5/5P-200-400-800/5УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ1}} = 0,2-0,8 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ1}} \geq I_{\text{макс.ВН}}$	$I_{\text{макс.ВН}} = 0,22 \text{ кА}$
$I_{\text{НОМ2}} = 5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ2}} \geq I_{\text{уст2}}$	$I_{\text{уст2}} = 5 \text{ А}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 12 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_{2P}$	$Z_{2P} = 1,552 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.К1}}$	$i_{\text{уд.К1}} = 28,877 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 11900 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 9,453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выберем ТТ для ОРУ – 35 кВ:

Принимаем аналогичный контрольный кабель АКВВГЭ – ХЛ, такой же длины. Сопротивление контактов остаётся неизменным. На ОРУ – 35 кВ самыми загруженными ячейками являются: ячейки ввода со стороны НН автотрансформатора, отходящей линии и обходного выключателя.

Таблица 36 – Приборы устанавливаемые в ячейку отходящей линии ОРУ–35 кВ

Прибор	Мощность приборов, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	-	0,5	СА3020
Ваттметр и варметр	0,5	-	0,5	ЩВ–120
Счётчик активной и реактивной энергии	0,3			СЕ302–R31

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5
Итого	1,3			

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,3}{5^2} = 0,052 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление:

$$Z_{2P} = 0,052 + 1,4 + 0,1 = 1,552 \text{ Ом}.$$

Трансформаторы тока на ОРУ-35 кВ как таковы отсутствуют, но баковые выключатели оснащены встроенными ТТ [33].

Таблица 37 – Проверка ТТ марки ТВГ–УЭТМ-35-0,2-5Р-2000/5-УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$	$U_{\text{НН}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ1}} = 0,005\text{-}2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ1}} \geq I_{\text{макс.НН}}$	$I_{\text{макс.НН}} = 1,155 \text{ кА}$
$I_{\text{НОМ2}} = 1\text{-}5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ2}} \geq I_{\text{уст2}}$	$I_{\text{уст2}} = 5 \text{ А}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_{2\text{р}}$	$Z_{2\text{р}} = 1,552 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд.к2}}$	$i_{\text{уд2}} = 17,002 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 2,942 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.8.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для преобразования высокого уровня напряжения до значений, необходимых для подключения измерительных приборов, средств учёта электроэнергии и релейной защиты.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [23].

Суммарная нагрузка приборов, установленных в распределительном устройстве, распределяется по ТН.

Составим таблицу, в которой отобразим суммарную мощность от всех приборов, установленных на ОРУ – 220 кВ

Таблица 40 – Количество приборов и их суммарная мощность, установленных на ОРУ – 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность прибора, ВА	Количество приборов, шт	Мощность приборов, ВА
1	2	3	4	5
Ваттметр и варметр	ЩВ–120	8	8	64
Счётчик активной	СЕ302–R31	6	4	24

и реактивной энергии				
Вольтметр	ЩК-120	5	8	40
Итого			20	128

Выбираем и принимаем к установке элегазовый антирезонансный трансформатор напряжения марки 3хЗНГ-УЭТМ – 220ХЛ1 [35]

Таблица 41 – Проверка ТН марки 3хЗНГ-УЭТМ – 220ХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{\text{НОМ1}} = 220/\sqrt{3}$ кВ	$U_{\text{НОМ1}} \geq U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{ВН}} = 220$ кВ
$U_{\text{НОМ2}} = 100/\sqrt{3}$ В	$U_{\text{НОМ2}} \geq U_{\text{уст2}}$	$U_{\text{уст2}} = 100/\sqrt{3}$ В
$S_{2\text{НОМ}} = 3000$ ВА	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\text{р}} = 32$ ВА

Составим аналогичную таблицу, в которой отобразим суммарную мощность от всех приборов, установленных на ОРУ – 35 кВ

Таблица 42 – Количество приборов и их суммарная мощность, установленных на ОРУ – 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность прибора, ВА	Количество приборов, шт	Мощность приборов, ВА
1	2	3	4	5
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	8	40	320
Счётчик активной и реактивной энергии	СЕ302-R31	6	20	120

Вольтметр	ЩК-120	5	16	80
Итого			76	520

Выбираем и принимаем к установке элегазовый трансформатор напряжения марки НОЛ-СЭЦ-35-IV-0,5-100 УХЛ1 [36]

Таблица 43 – Проверка ТН марки НОЛ-СЭЦ-35-IV-0,5-100 УХЛ1

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
1	2	3
$U_{ном1} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном1} \geq U_{сн}$	$U_{сн} = 35 \text{ кВ}$
$U_{ном2} = 35 \text{ В}$	$U_{ном2} \geq U_{уст2}$	$U_{уст2} = 35 \text{ В}$
$S_{2ном} = 1000 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_{2р}$	$S_{2р} = 520 \text{ ВА}$

2.8.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Перед определением марки и количества ТСН, нужно определить мощность потребителей собственных нужд, а именно привода выключателей, охлаждение автотрансформаторов, освещение ОРУ и т.д [23].

Таблица 46 – Нагрузка собственных нужд подстанции

	Потребители собственных нужд	n , шт	P , кВт	P_n , кВт	$\cos\varphi$	k_c	S , кВа
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Освещение ОРУ-220 кВ	-	5	5	1	0,5	2,5
2	Освещение ОРУ-35 кВ	-	5	5	1	0,5	2,5
3	Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	-	80	80	1	0,7	70
4	Отопление и освеще- ние склада	-	5,5	5,5	1	0,2	1,1

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Двигатели системы охлаждения ТРДЦН- 100000/220/35	16	11,1	177,6	0,85	0,8	167,2
6	Устройство РПН	4	1	4	0,9	0,8	3,5
7	Электроподогрев выключателей 220 кВ	12	0,5	6	1	1	6
8	Электропривод выключателей 220 кВ	12	2,25	27	0,85	1	31,8
9	Электроподогрев разъединителей 220 кВ	24	0,5	12	1	1	12
10	Электропривод разъ- единителей 220 кВ	24	1,1	26,4	0,85	1	31,06
11	Электроподогрев выключателей 35 кВ	26	6,41	166,7	1	1	166,7
12	Электропривод выключателей 35 кВ	26	1,1	28,6	0,85	1	33,65
13	Электроподогрев разъединителей 35 кВ	102	0,5	51	1	1	51
14	Электропривод разъ- единителей 35 кВ	102	1,1	112,2	0,85	1	132
15	Электропитание систе- мы пожаротушения	-	15	15	1	1	15
16	Зарядно-подзарядное устройство	2	35	70	1	1	70

17	Питание приборов, устройств РЗА, питание щитового оборудования	-	40	40	1	1	40
Итого							836,01

Приведённую нагрузку желательно распределить на два трансформатора, поэтому количество принимаемое к установке, два.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч.тр} = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N}, \quad (21)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{836,01}{0,7 \cdot 2} = 597,15 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем масляный трансформатор марки ТМГ-400/10 [19]. Проверка коэффициента загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{S_T \cdot n_T}, \quad (22)$$

$$k_3 = \frac{836,01}{630 \cdot 2} = 0,664,$$

$$k_{3.ав} = 2 \cdot k_3, \quad (23)$$

$$k_{3.ав} = 2 \cdot 0,525 = 1,33.$$

2.8.7 Выбор ОПН

ОПН – (нелинейный ограничитель перенапряжений) разрядник без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов; предназначен для защиты и изоляции электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

В данном проекте ОПН, согласно типовой схеме, устанавливаются на высокую, среднюю и низшую сторону автотрансформатора, а также на трансформаторы напряжения РУ.

Выбор ОПН происходит в два этапа – предварительный и окончательный [37]. Выберем ОПН для всех классов напряжения подстанции.

Для напряжения 220 кВ:

50 % разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{кон} \cdot l_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9,5} \right), \quad (24)$$

где $k_{кон}$ – коэффициент, учитывающий различие конструкции изоляторов (для изоляторов ПС70Е принять равным 2,52);

$l_{разр}$ – длина разрядного пути гирлянды изоляторов (для гирлянды изоляторов ПС70Е ВЛ 220кВ равно 1,778 м), м;

t – время перекрытия изоляции (принять равным 5 мкс), мкс;

$$U_{50\%} = 340 \cdot 2,52 \cdot 1,778 \cdot \left(1 + \frac{15}{5 + 9,5} \right) = 3099,312 \text{ кВ},$$

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U_{\max} = \frac{U_{50\%}}{1 + k \cdot l \cdot U_{50\%}}, \quad (25)$$

где k – коэффициент полярности (принять равным $0,2 \cdot 10^{-3}$);

l – длина защищённого подхода, км.

$$U_{\max} = \frac{3099,312}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 3099,312} = 1383,791 \text{ кВ},$$

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U_{\max} - U_{\text{ост}}}{Z_B} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (26)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение на ограничителе, кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии (для провода АС-300/39 равно 380,9 Ом), Ом;

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$\mathcal{E} = \left(\frac{1383,791 - 573}{380,9} \right) \cdot 573 \cdot 2 \cdot 73,33 \cdot 2 = 357,76 \text{ кДж},$$

Энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}, \quad (27)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{357,76}{220} = 1,626 \text{ кДж / кВ.}$$

Аналогично выбираем ОПН для напряжения 35 кВ по формулам (24-27):
50 % разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot 2,52 \cdot 0,139 \cdot \left(1 + \frac{15}{5 + 9,5}\right) = 241,43 \text{ кВ,}$$

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U_{\max} = \frac{241,43}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 241,43} = 230,19 \text{ кВ,}$$

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{230,19 - 132}{377}\right) \cdot 132 \cdot 2 \cdot 26,67 = 1,833 \text{ кДж,}$$

Энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{85,946}{110} = 0,781 \text{ кДж / кВ.}$$

На стороне высшего напряжения автотрансформатора и шин ОРУ – 220 выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1 [38] со следующими характеристиками

Таблица 47 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1

Характеристика	Значение
----------------	----------

1	2
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	154
Остающееся напряжение при коммутационном токе, кВ	573
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	550

Продолжение таблицы 47

1	2
Удельная энергоёмкость для двух импульсов, кДж/кВ	5,5

На стороне среднего напряжения автотрансформатора и шин ОРУ – 110 выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-35/40,5/10/400 УХЛ1[38] со следующими характеристиками

Таблица 48 – Характеристики ограничителя перенапряжений ОПН-П-35/40,5/10/400 УХЛ1

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммутационном токе, кВ	132
Номинальный разрядный ток, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	400
Удельная энергоёмкость для двух импульсов, кДж/кВ	2,0

Проверка ОПН по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.д.р} \geq 1,05 \cdot \frac{U}{\sqrt{3}},$$

(28)

$$U_{н.д.р.220} \geq 1,05 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}},$$

$$154 \geq 133,368 \text{ кВ},$$

$$U_{н.д.р.110} \geq 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}},$$

$$40,5 \geq 21,218 \text{ кВ},$$

Проверка ОПН по амплитуде коммутационного тока:

$$I_{р.ОПН} \geq \frac{U_{\max} - U_{ост}}{Z_B}, \quad (29)$$

$$I_{р.ОПН.220} \geq \frac{1383,791 - 573}{394,4} = 2,056 \text{ кА},$$

$$10 \geq 2,056 \text{ кА}.$$

$$I_{p.ОПН.35} \geq \frac{230,19 - 132}{377} = 0,261 \text{ кА},$$

$$10 \geq 0,261 \text{ кА}.$$

Проверка ОПН по поглощаемой энергии:

$$\mathcal{E}_{ОПН} \cdot U_{н.д.р} \geq \mathcal{E}, \quad (30)$$

$$5,5 \cdot 154 \geq 345,512 \text{ кДж},$$

$$847 \geq 345,512 \text{ кДж},$$

$$2,0 \cdot 40,5 \geq 1,833 \text{ кДж},$$

$$1117,6 \geq 1,833 \text{ кДж}.$$

ОПН проходят все проверки и принимаются к установке.

2.9 Релейная защита и автоматика подстанции

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений, релейная защита должна выявить повреждённый участок и отключить его от электроэнергетической системы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

При возникновении ненормальных режимов релейная защита так же должна выявить их в зависимости от характера нарушения либо отключать оборудование, если возникла опасность его повреждения, либо производить автоматические операции, необходимые для восстановления нормального режи-

ма, либо осуществлять сигнализацию оперативному персоналу, который должен принимать меры к ликвидации возникшего ненормального режима [20].

2.9.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики

В проекте, релейная защита и автоматика будет выполнена не на основе устаревших электромеханических реле, а на основе новых микропроцессорных защит типа «ЭКРА».

Защита ошиновки ОРУ–220 кВ и ОРУ–110 кВ, осуществляется с помощью микропроцессорного устройства «ЭКРА» [39]. Устройство данного типа выполняет защиту сборных шин с абсолютной селективностью и предназначено для защиты от всех видов замыканий в защищаемой зоне.

Для контроля трансформаторов напряжения, установленных на системах сборных шин ОРУ, применяется «ЭКРА» [39]. Также устройство дополнительными функциями автоматики, такими как:

- 1) трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- 2) частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- 3) формирование сигнала пуска АВР;
- 4) формирование сигналов восстановления схемы нормального режима после АВР (ВНР).

Для защиты автотрансформаторов, устанавливается микропроцессорное устройство «ЭКРА» [39], а для более удобного управления устройствами регулирования напряжения, типа РПН, с щитов, предусматривается установка «ЭКРА» [39].

Возможно, потребуется защита отходящих линий до Метанолового . Для этого рекомендуется установить устройство с комплексом защит абсолютной селективности (ДФЗ), и относительной селективности (ТО, ДЗ, ТЗНП), типа «ЭКРА» [39].

Защита станционного оборудования, в данном проекте, не предусматривается.

2.9.2 Защита автотрансформаторов подстанции Заводская

Подробный расчёт уставок защит «ЭКРА», представлен в Приложении А.

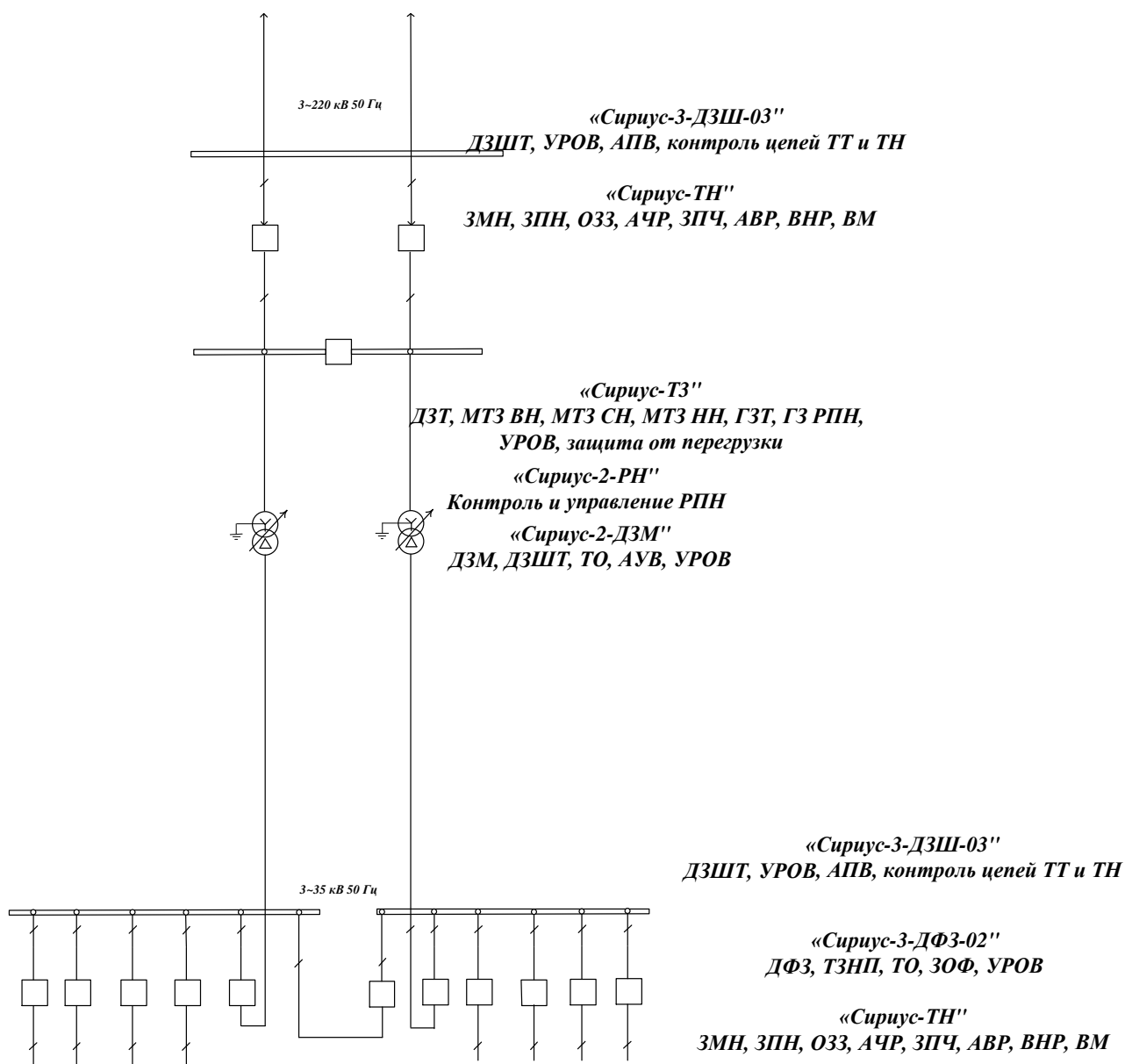


Рисунок 11 – Расстановка комплектов защиты и автоматики

2.10 Выбор и проверка ошиновки

Все распределительные устройства подстанции выполнены жёсткими шинами. Ошиновка такого типа современна, удобна в эксплуатации и экономична. Применение этой новой технологии позволит снизить металлоёмкость распределительных устройств на 30 %, расход железобетона на 15 %, объём

строительно-монтажных работ до 25 %, а также позволит сократить площадь каждого распределительного устройства на 15%.

Каждая фаза сборных шин представляет собой конструкцию, выполненную из ряда однопролётных шин, опирающихся своими концами на опорные изоляторы. В свою очередь опорные изоляторы могут быть фарфоровыми или полимерными, крепящиеся на специальной стойке. Фазы сборных шин могут быть окрашены в жёлтый, зелёный и красный цвета или в белый цвет, что повысит значение допустимого значения тока [40].

Выбор сечения шин производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (89)$$

На ОРУ 220 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-300/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$220 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q, \quad (90)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{9,453}}{90} = 34,2 \text{ мм}^2,$$

$$34,2 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 3,028 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (91)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (92)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (92).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (93)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 24,8 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (93):

$$1,07 \cdot 24,8 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$26,54 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, а значит коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 220 кВ.

Аналогично расчет производим для ОРУ 35 кВ

На ОРУ 35 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-300/39.

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 3,95 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 3,95 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$4,23 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, а значит коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 35 кВ.

2.11 Разработка заземления и молниезащиты подстанции Заводская

Металлические части электроустановок, такие как корпуса, каркасы, щиты и т.п., должны быть заземлены, в случае повреждения изоляции. Такое заземление именуется защитным. Основная функция такого типа заземления – предотвращение от опасных напряжений прикосновения рабочего персонала. Существует так же рабочее заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки и грозозащитное заземление, к которым присоединяются ОПН, стержневые и тросовые молниеотводы.

Заземление подстанции состоит из стальных прутьев малого диаметра, образующие сетку, которая в свою очередь закопана под землю на глубину 0,5-0,7 м [31]. Стальные прутья должны выдерживать ток термической стойкости и быть устойчивыми к коррозии в течении всего срока службы подстанции.

Электроустановки, коммутационные аппараты, здания и сооружения подстанции должны в обязательном порядке защищаться от прямых ударов молнии, посредством установки специальных устройств – молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать такие сооружения и электроустановки, которые имеют наибольшую высоту, по сравнению с другими устройствами. Из этого следует, что всякое сооружение или электроустановка имеющее меньшую высоту, по сравнению с высотой молниеотвода, и попадающее в зону защиты, будет надёжно защищена от прямых ударов молнии [37].

Подробный расчёт заземления и молниезащиты распределительных устройств напряжением 220 кВ и 110 кВ, представлен в приложениях.

3.6 Выбор изоляторов и линейной арматуры

Изоляторы относятся к ответственным элементам воздушных линий. Правильный выбор изоляции и её высокое качество, является одним из основных условий, выполнение которых обеспечивает надёжную эксплуатацию линии. В отличие от изоляторов, применяемых в других электроустановках, ,

например в электрических аппаратах, изоляторы воздушных линий называются линейными. Линейные изоляторы бывают штыревыми (применяются на ВД до 35 кВ включительно) и подвесными, в зависимости от материала, применяющегося в изготовлении, существуют стеклянные, фарфоровые и полимерные [41].

Для надёжного закрепления изоляторов и проводов к опоре применяется линейная арматура. По функциональному назначению её подразделяют на пять основных видов:

1) Зажимы – служат для закрепления проводов и тросов. Различают поддерживающие и подвешиваемые зажимы на промежуточных опорах, и натяжные зажимы, применяемые на анкерных опорах;

2) Сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла) – служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;

3) Защитная арматура (кольца) монтируется на гирляндах напряжением 330 кВ и выше. Предназначена для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды;

4) Соединительная арматура – служит для соединения проводов и тросов в пролёте и для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа;

5) Распорки, применяемые для соединения проводов в расщеплённой фазе.

Выбор изоляторов как для поддерживающих гирлянд, так и для натяжных гирлянд производится по электромеханической разрушающей силе изолятора.

Для поддерживающих гирлянд должны выполняться следующие условия [41]:

$$2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{вес} + G_{Г}) \leq P, \quad (64)$$

$$5 \cdot (p_1 \cdot l_{вес} + G_{Г}) \leq P, \quad (65)$$

где $G_{Г}$ – вес гирлянды, даН.

Для натяжных гирлянд условия таковы:

$$2,7 \cdot \sqrt{(\sigma_{\Gamma} \cdot S)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} \leq P, \quad (66)$$

$$5 \cdot \sqrt{(\sigma_{IV} \cdot S)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} \leq P, \quad (67)$$

В свою очередь вес гирлянды можно определить по формуле (88):

$$G_{\Gamma} = \frac{m_{из} \cdot n_{из} \cdot g}{10}, \quad (68)$$

где $m_{из}$ – масса одного изолятора, кг;

$n_{из}$ – количество изоляторов в гирлянде, шт.

К установке в поддерживающей гирлянде примем изолятор типа ПС70Е, с номинальной электромеханической разрушающей силе равной 70 даН; масса одного изолятора составляет 3,5 кг; количество изоляторов в гирлянде – 14 шт.

$$G_{\Gamma} = \frac{3,5 \cdot 14 \cdot 9,8}{10} = 48,02 \text{ даН},$$

Усилия, возникающие на одном изоляторе:

$$2,7 \cdot (4,31 \cdot 479,41 + 48,02) = 5708,936 \text{ даН},$$

$$5708,936 \leq 7000 \text{ даН}.$$

$$5 \cdot (1,49 \cdot 479,41 + 48,02) = 3811,701 \text{ даН},$$

$$3811,701 \leq 7000 \text{ даН}.$$

Изоляторы ПС70Е проходят проверку. Гарантированную прочность арматуры следует выбрать по допустимой нагрузке изолятора, то есть 7 кН. Промежуточный зажим – глухой.

Для натяжной гирлянды примем к установке изоляторы марки ПС160Д, с номинальной электромеханической разрушающей силе равной 160 даН; масса одного изолятора составляет 6 кг; количество изоляторов в гирлянде – 11 шт.

$$G_{\Gamma} = \frac{6 \cdot 11 \cdot 9,8}{10} = 64,68 \text{ даН},$$

Усилия, возникающие на одном изоляторе:

$$2,7 \cdot \sqrt{(12,2 \cdot 445,1)^2 + \left(\frac{4,31 \cdot 479,41}{2} + 64,68 \right)^2} = 14958,251 \text{ даН},$$

$$14958,251 \leq 16000 \text{ даН}.$$

$$5 \cdot \sqrt{(12,2 \cdot 445,1)^2 + \left(\frac{1,49 \cdot 479,41}{2} + 64,68 \right)^2} = 11024,036 \text{ даН},$$

$$11024,036 \leq 16000 \text{ даН}.$$

Изоляторы ПС160Д проходят проверку. Гарантированная прочность арматуры 16 кН. Натяжной зажим – болтовой.

4 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

4.1 Выбор ПВК для расчёта режимов и его характеристика

Для расчёта режима электрической сети, в данном курсовом проекте, используем программный комплекс RastrWin. Эта программа, предназначена не только для расчёта режима, но и позволяет моделировать многие элементы энергосистемы: трансформаторы, анцапфы, шунтирующие реакторы, статические компенсаторы, ит.д. Студенческая версия RastrWin позволяет работать с любой схемой, но с ограничением в 60 узлов [44].

4.2 Расчёт максимального режима

Максимальный режим работы энергосистемы приходится на зимнее время года, когда нагрузка потребителя максимальна. Это происходит из-за уменьшения длительности светового дня, что влияет на осветительную нагрузку, снижение температуры окружающей среды, отопительный сезон, и т.д. На химическую промышленность, увы, приведённые факторы влияния не оказывают. Производство сырья и переработка газа ведётся практически не прекращаясь, большая часть оборудования работает круглосуточно [10].

Так как ГЭН АГПЗ и АГХК одинаковы как для зимнего время года, так и для летнего (коэффициент летнего снижения максимума равен 0,9-0,95), то расчёт следует провести только для режима максимальных нагрузок.

Результаты расчёта максимального режима таковы:

Таблица 57 – Характеристики потребителей (максимальный режим)

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
ПС Сквородино ВН 1	220			246.5	129.9	225
ПС Сквородино СН 1	110	29.4	11.8			112.24
ПС Сквородино НН 1	35	14.7	5.9			35.85
ПС Сквородино ВН 2	110					112.24
ПС Сквородино СН 2	35	11.7	4.7			36.87
ПС Сквородино НН 2	10	5.8	2.3			10.5
ПС Тында ВН 1	220			108.2	56.8	224.99
ПС Тында СН 1	110	29.4	11.8			115.81
ПС Тында НН 1	10	14.7	5.9			10.4
ПС Тында ВН 2	110			52.6	30.1	109.95
ПС Тында СН 2	35	18.7	7.5			34.66
ПС Тында НН 2	10	9.3	3.7			10.03
ПС Технолизинг ВН	220					218.53
ПС Технолизинг НН	35	65	26			35.83
Отпайка Технолизинг	220					221.78

Таблица 58 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	I/I_доп
ПС "Дипкун СН - ПС Маревая ВН	224.00	224.00	330	67.9
ПС "Ерофей-П.- тяга" ВН - ПС "Аячи-тяга" ВН	85.00	85.00	710	12
ПС "Ерофей-П.- тяга" ВН - ПС Уруша-Тяга ВН	112.00	112.00	710	15.7
ПС Б.Омутная- тяга ВН - ПС "Ерофей-П.- тяга" ВН	61.00	61.00	710	8.5
ПС Б.Омутная- тяга ВН - ПС БАМ-Тяга ВН	145.00	145.00	710	20.4
ПС БАМ СН - ПС Монголи ВН	40.00	40.00	390	10.2
ПС БАМ СН - ПС Ольдой ВН	19.00	19.00	256	7.4
ПС Бесстужево ВН - ПС Тында СН 2	120.00	120.00	330	36.4
ПС Котельная ВН - ПС Тында СН 2	130.00	130.00	330	39.4
ПС Маревая ВН - ПС Бесстужево ВН	108	108	330	32.7
ПС Монголи ВН - ПС Коровино ВН	21	21	256	8.1
ПС Опорная ВН - ПС Тында СН 2	78	78	330	23.5

ПС Сквородино ВН 1 - Отпайка Технолизинг	126	126	330	38.1
ПС Сквородино ВН 1 - ПС БАМ-Тяга ВН	192	192	710	27.1
ПС Сквородино ВН 1 - ПС Уруша-Тяга ВН	195	195	710	27.4
ПС Сквородино СН 1 - ПС БАМ ВН	46	46	450	10.1
ПС Строительная ВН - ПС Тында СН 2	134	134	330	40.5

Продолжение таблицы

Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	I/I_dop
ПС Технолизинг ВН - Отпайка Технолизинг	190	190	710	26.7
ПС Тында ВН 1 - Отпайка Технолизинг	64	64	710	9
ПС Тында ВН 1 - ПС "Дипкун ВН	90	90	710	12.7
ПС Тында ВН 1 - ПС БАМ-Тяга ВН	34	34	710	4.8

Таблица 58 – Токовая загрузка трансформаторов

Название	I_нач	I_кон	Идоп_25	I/I_dop
ПС Совородино ВН 1 - ПС Совородино Нейтраль 1	101	101	165	61.4
ПС Совородино Нейтраль 1 - ПС Совородино СН 1	144	282	165	87.1
ПС Совородино Нейтраль 1 - ПС Совородино НН 1	21	127	165	12.9
ПС Совородино ВН 1 - ПС Совородино Нейтраль 1	101	101	165	61.4
ПС Совородино Нейтраль 1 - ПС Совородино СН 1	191	368	330	57.8
ПС Совородино Нейтраль 1 - ПС Совородино НН 1	21	127	165	12.9
ПС Совородино ВН 2 - ПС Совородино Нейтраль 2	50	49	210	23.8
ПС Совородино Нейтраль 2 - ПС Совородино СН 2	33	98	210	15.7
ПС Совородино Нейтраль 2 - ПС Совородино НН 2	17	173	210	7.9
ПС Совородино ВН 2 - ПС Совородино Нейтраль 2	50	49	210	23.7
ПС Совородино Нейтраль 2 - ПС Совородино СН 2	33	98	210	15.7
ПС Совородино Нейтраль 2 - ПС Совородино НН 2	17	173	210	7.9
ПС Тында ВН 1 - ПС Тында Нейтраль 1	63	63	105	60
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында СН 1	10	19	105	9.4
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында НН 1	21	440	115	18.3
ПС Тында ВН 1 - ПС Тында Нейтраль 1	63	63	165.3	38
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында СН 1	81	155	165.3	49.2
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында НН 1	21	440	115	18.3
ПС Тында ВН 2 - ПС Тында Нейтраль 2	159	158	209.9	75.8
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында СН 2	131	398	210	62.5
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында НН 2	28	288	209.9	13.1
ПС Тында ВН 2 - ПС Тында Нейтраль 2	159	158	209.9	75.8

ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында СН 2	131	396	210	62.2
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында НН 2	28	288	209.9	13.1
ПС Технолизинг ВН - ПС Технолизинг НН	95	564	262	36.2
ПС Технолизинг ВН - ПС Технолизинг НН	95	564	262	36.2

4.2.1 Анализ нормального установившегося режима

Нормальный режим работы сети и подстанции, предполагает оптимальную загруженность электрооборудования (линии, трансформаторы, ошиновка) с неизменными, установившимися во времени параметрами режима сети. Ранее было определено, что коэффициент загрузки автотрансформаторов равен 74,8 %, по результатам режима он равен 54,7 %. Следовало бы выбрать автотрансформатор менее мощный, но на подстанции можно вывести один из автотрансформаторов в резерв, что повысит загрузку остальных и увеличит надёжность.

Что касается ВЛ 220 кВ ПС Амурская – ПС Заводская, то протекающий ток не превышает ни экономического (377 А), ни допустимый для данного сечения (825 А).

Потери электроэнергии минимальны, как в линии так и автотрансформаторах.

4.3 Расчёт послеаварийных режимов

Под послеаварийным режимом понимают такой режим, при котором выходит из строя какая-либо часть электроэнергетической системы, будь то линия или трансформатор, или приведённая единица выведена в ремонт. Параметры такого режима могут в значительной степени отличаются от нормального режима энергосистемы, в этом случае следует оптимизировать установившейся режим [10].

Рассмотрим несколько аварийных случаев:

- 1) Вывод в ремонт одного из автотрансформаторов и перевод всех присоединений на оставшиеся в работе автотрансформаторы;
- 2) Отключение одной ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская;
- 3) Отключение двух ВЛ 220 кВ Амурская – Заводская.

Таблица 59 – Характеристики потребителей (аварийный режим)

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
ПС Сквородино ВН 1	220			246.7	131.9	225
ПС Сквородино Нейтраль 1	220					217.02
ПС Сквородино СН 1	110	29.4	11.8			112.24
ПС Сквородино НН 1	35	14.7	5.9			35.85
ПС Сквородино ВН 2	110					112.24
ПС Сквородино Нейтраль 2	110					110.21
ПС Сквородино СН 2	35	11.7	4.7			36.87
ПС Сквородино НН 2	10	5.8	2.3			10.5
ПС Тында ВН 1	220			108.2	57.8	224.99
ПС Тында Нейтраль 1	220					220.31
ПС Тында СН 1	110	29.4	11.8			115.81
ПС Тында НН 1	10	14.7	5.9			10.4
ПС Тында ВН 2	110			52.6	30.1	109.95
ПС Тында Нейтраль 2	110					105.29
ПС Тында СН 2	35	18.7	7.5			34.66
ПС Тында НН 2	10	9.3	3.7			10.03
ПС Технолизинг ВН	220					218.11
ПС Технолизинг НН	35	65	26			35.01

Таблица 60 – Токовая загрузка трансформаторов (аварийный режим)

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25	I/I_dop
ПС Сквородино ВН 1 - ПС Совородино Нейтраль 1	101	101	165	61.4
ПС Сквородино Нейтраль 1 - ПС Совородино СН 1	144	282	165	87.1
ПС Сквородино Нейтраль 1 - ПС Совородино НН 1	21	127	165	12.9
ПС Сквородино ВН 1 - ПС Совородино Нейтраль 1	101	101	165	61.4
ПС Сквородино Нейтраль 1 - ПС Совородино СН 1	191	368	330	57.8
ПС Сквородино Нейтраль 1 - ПС Совородино НН 1	21	127	165	12.9

ПС Сквородино ВН 2 - ПС Совородино Нейтраль 2	50	49	210	23.8
ПС Сквородино Нейтраль 2 - ПС Совородино СН 2	33	98	210	15.7
ПС Сквородино Нейтраль 2 - ПС Совородино НН 2	17	173	210	7.9
ПС Сквородино ВН 2 - ПС Совородино Нейтраль 2	50	49	210	23.7
ПС Сквородино Нейтраль 2 - ПС Совородино СН 2	33	98	210	15.7

Продолжение таблицы

ПС Сквородино Нейтраль 2 - ПС Совородино НН 2	17	173	210	7.9
ПС Тында ВН 1 - ПС Тында Нейтраль 1	63	63	105	60
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында СН 1	10	19	105	9.4
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында НН 1	21	440	115	18.3
ПС Тында ВН 1 - ПС Тында Нейтраль 1	63	63	165.3	38
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында СН 1	81	155	165.3	49.2
ПС Тында Нейтраль 1 - ПС Тында НН 1	21	440	115	18.3
ПС Тында ВН 2 - ПС Тында Нейтраль 2	159	158	209.9	75.8
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында СН 2	131	398	210	62.5
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында НН 2	28	288	209.9	13.1
ПС Тында ВН 2 - ПС Тында Нейтраль 2	159	158	209.9	75.8
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында СН 2	131	396	210	62.2
ПС Тында Нейтраль 2 - ПС Тында НН 2	28	288	209.9	13.1
ПС Технолизинг ВН - ПС Технолизинг НН	193	1,154	262	73.8
ПС Технолизинг ВН - ПС Технолизинг НН			262	

Таблица 60 – Токовая нагрузка ЛЭП (аварийный режим)

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_25}	I/I _{доп}
ПС "Дипкун СН - ПС Маревая ВН	224	224	330	67.9
ПС "Ерофей-П.- тяга" ВН - ПС "Аячи-тяга" ВН	85	85	710	12
ПС "Ерофей-П.- тяга" ВН - ПС Уруша-Тяга ВН	112	112	710	15.7
ПС Б.Омутная- тяга ВН - ПС "Ерофей-П.- тяга" ВН	61	61	710	8.5
ПС Б.Омутная- тяга ВН - ПС БАМ-Тяга ВН	145	145	710	20.4
ПС БАМ СН - ПС Монголи ВН	40	40	390	10.2
ПС БАМ СН - ПС Ольдой ВН	19	19	256	7.4
ПС Бесстужево ВН - ПС Тында СН 2	120	120	330	36.4
ПС Котельная ВН - ПС Тында СН 2	130	130	330	39.4
ПС Маревая ВН - ПС Бесстужево ВН	108	108	330	32.7
ПС Монголи ВН - ПС Коровино ВН	21	21	256	8.1

ПС Опорная ВН - ПС Тында СН 2	78	78	330	23.5
ПС Сквородино ВН 1 - Отпайка Технолизинг	128	128	330	38.9
ПС Сквородино ВН 1 - ПС БАМ-Тяга ВН	192	192	710	27.1
ПС Сквородино ВН 1 - ПС Уруша-Тяга ВН	195	195	710	27.4
ПС Сквородино СН 1 - ПС БАМ ВН	46	46	450	10.1

Продолжение таблицы

ПС Строительная ВН - ПС Тында СН 2	134	134	330	40.5
ПС Технолизинг ВН - Отпайка Технолизинг	193	193	710	27.2
ПС Тында ВН 1 - Отпайка Технолизинг	65	65	710	9.2
ПС Тында ВН 1 - ПС "Дипкун ВН	90	90	710	12.7
ПС Тында ВН 1 - ПС БАМ-Тяга ВН	34	34	710	4.8

4.3.1 Анализ установившихся аварийных режимов

В послеаварийных режимах оборудование подстанции работает, без каких либо перегрузок. Напряжения в узлах, во всех послеаварийных режимах, остались практически не изменены по сравнению с нормальным режимом, не потребовалось и регулирования напряжения. Потери мощности и напряжения в линии, при отключении 2 из 4 ВЛ, минимальны. Протекающий ток в линии близок к предельному, но не выше допустимого значения. Отключение ещё одной линии маловероятно, и только в этом режиме линия будет загружена более чем на 40 %.

5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

5.1 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики

5.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы

Пусконаладочные работы в электроустановках разрешается производить лицам не моложе 18 лет, которые прошли :

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение первых 3-10 смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений. Электромонтажному и наладочному персоналу запрещается проводить работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах, так как дефекты, повреждения и ошибочные операции в цепях РЗ и А приводят к серьезным авариям и перерывам в электроснабжении потребителей.

5.1.2 Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отверткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности /2/:

- шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

- присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

- при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник в нагретом состоянии должен находиться на металлической подставке с лотком, предотвращающим попадание флюса и нагара на поверхность стола или проводов. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

При пайке мелких деталей и концов проводов их следует удерживать пинцетом или плоскогубцами. Лишний припой с жала электропаяльника необходимо удалять не стряхиванием, а прикосновением к холодному (твердому) припою.

Запрещается промывать места пайки бензином и другими легко воспламеняющимися растворителями.

Тигель для лужения должен иметь устойчивое положение и в нагретом состоянии стоять на металлическом противне с бортиками высотой не менее 10 мм.

Растворители, содержащиеся на рабочем месте следует хранить в плотно закрытых небьющихся емкостях, открываемых только в момент пользования жидкостью.

Уходя с рабочего места, следует отключить все приборы от источника электропитания.

Не допускается размещать около электронагревательных приборов легко воспламеняющиеся вещества.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Помещение, в котором проводятся работы с содержащими дихлорэтан веществами, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией. Содержание паров дихлорэтана в рабочих помещениях не должно превышать 0,05 мг/л.

При работе с веществами, содержащими дихлорэтан, необходимо / /:

- соблюдать противопожарные меры;
- использовать тару с плотно закрытыми крышками и пробками;
- хранить грязный обтирочный материал в металлических емкостях;
- выполнять работы в медицинских перчатках.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо /9/:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;

- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;

- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место.

5.1.3. Пусконаладочные работы

В соответствии с “Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций” при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: подбираются полный комплект проектной и заводской документации, необходимых инструкций и программ испытаний, утвержденные уставки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. Производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организуется рабочее место, при этом подготавливаются необходимые испытательные устройства, измерительные приборы, инструменты и приспособления, паспорта-протоколы на все устройства настраиваемого присоединения, оформляется допуск к работе.

Чтобы ошибочно не подать напряжение на соседние панели и устройства, все кабели, подключенные к рядам зажимов проверяемой панели, должны быть отсоединены.

3. Внешний и внутренний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам.

4. Визуально и прозвонкой цепей проверяется правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов; место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре, выполняемых, как правило, силами эксплуатационного персонала.

При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надежность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Воздействуя рукой на реле, проверяют ход, перемещение и отсутствие затираний подвижных частей, наличие регламентированных люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов налаживаемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных устройств. Измерение производят мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В (например, магнитоэлектрические или поляризованные реле) исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами (как, правило, мегаомметром на напряжение 500 В).

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанными должно поддерживаться не менее 1 МОм (для цепей, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже – не менее 0,5 МОм).

Испытание производится в течении 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок.

Особое внимание уделяется использованию рекомендуемой испытательной аппаратуры и источников ее питания, выбору схем проверки. Постоянный оперативный ток подается со строгим соблюдением полярности. Работа по проверке электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, по окончании которой производят сборку всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе.

7. Измерение и испытание изоляции: производится в полностью собранной схеме при установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п. каждой группы электрически не связанных вторичных цепей.

Проверка взаимодействия элементов устройства: при напряжении оперативного тока, равном $0,8 U_{ном}$, проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия производится в соответствии с принципиальной схемой, замыканием и размыканием вручную цепей контактов реле, при этом проверяется отсутствие обходных цепей, правильность работы схемы при переключении накладок, рубильников, испытательных блоков и т.д.

От проверочного устройства на испытуемое присоединений для этого подаются различные сочетания токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах восстанавливаются все связи с другими аппаратами и устройствами (особенно внимательно подключается аппаратура, находящаяся в работе). Комплексная проверка завершается опробованием

действия на коммутационную аппаратуру и контролем взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты проверки оформляются соответствующей записью в журнале релейной защите, после чего работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска производиться не могут.

8. Подготовка устройства к включению в работу: перед включением производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты, в том числе и не проверенные рабочим током, вводятся в работу с действием на отключение, сразу после включения производится проверка устройств под нагрузкой совместно наладочным персоналом и специалистами местных служб (оперативным персоналом). Данная проверка устройства под нагрузкой рабочим током и напряжением является окончательной, подтверждающей правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой тщательно осматривают и восстанавливают перемычки на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты делается соответствующая запись о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

5.1.4 Требования к качеству работ, сдаче и приемке вторичных устройств в эксплуатацию

Проверку в процессе и по окончании монтажа должны выполнять инженерно-технические работники монтажной организации, а проверку при пусконаладочных работах – персонал пусконаладочной организации.

В процессе работы технический монтажный персонал должен контролировать правильность установки и монтажа аппаратуры, приборов, наборных зажимов и проводок в соответствии с указаниями проекта и заводских инструкций.

По окончании электромонтажных работ технический персонал должен проверить :

- правильность и надежность крепления аппаратов, приборов, наборных зажимов и проводок;
- надежность пайки или опрессовки наконечников. При этом следует обращать внимание на правильное образование колец и штифтов на концах проводников;
- надежность подключения проводников к наборным зажимам и выводам (правильность подбора и чистоту контактных винтов, гаек, шайб, наличие антикоррозионных покрытий);
- правильность маркировки на окольцевателях;
- качество и четкость маркировочных надписей (не смываются ли они водой или мокрой тряпкой);
- качество окраски металлоконструкций, шинок;
- правильность расцветки проводов, качество и правильность надписей на панелях;
- наличие на реле и приборах пломб и уплотнений.

Правильность монтажа вторичных цепей в пределах одного участка (панели, шкафа, пульта, ячейки РУ) следует определять с помощью пробника по уточненным схемам. Во избежание ошибок проверяемый участок должен быть подготовлен так, чтобы в нем не было обходных цепей.

Внутренние соединения щитов управления следует проверять путем внешнего осмотра проложенных по панелям проводов с последующей прозвонкой их.

Контактные соединения следует проверять контрольной затяжкой винтов и гаек, через которые осуществляется электрический контакт проводов и жил контрольных кабелей со сборками наборных зажимов, приборами и другими аппаратами вторичных цепей.

Испытывать изоляцию всех элементов вторичного устройства необходимо при всех рабочих положениях ключей управления и переключателей (как фиксированных, так и не фиксированных).

Электрические испытания вторичных цепей следует выполнять в соответствии с объемами и нормами, приведенными в Правилах устройства электроустановок.

При сдаче в эксплуатацию вторичных устройств обслуживающему персоналу передается следующая техническая документация (с внесением исправлений тушью) :

- исполнительные принципиальные схемы;
- исполнительные схемы соединений и подключений;
- протоколы испытаний сопротивления изоляции и качества контактных соединений;
- инструкции заводов-изготовителей по монтажу и обслуживанию приборов и аппаратов.

5.2 Экологичность проекта

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам техно-

логического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается типовой прямоугольный маслосборник емкостью 80 м³.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей,

к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли). При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления и т.п.

5.2.2 Расчет санитарно-защитной зоны трансформатора

Таблица 1 – Исходные данные

№ варианта	Кол-во тр-ов N	Вид системы охлаждения	Мощность тр-ра, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	2	тр-р с принудительной циркуляцией воздуха и масла (ДЦ, НДЦ)	100	220	Непосредственно прилегающие к жилым домам

Решение:

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток.

Принимаем $L_A = 45$ дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источников шума (согласно 5). В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора.

Принимаем $L_{WA} = 106$ дБА.

3. В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить одним с скорректированным уровнем звуковой мощности равных от всех источников шума.

Получаем по формуле: $L_{WA\Sigma} = 10 \times \log_{10}(10^{0,1 \times 106} + 10^{0,1 \times 106}) = 109,01$.

Принимаем: $L_{WA\Sigma} = 109$ дБА.

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму.

Определяем по формуле:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}} \quad (33)$$

В результате расчета:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(109-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 633,01 \text{ м.} \quad (34)$$

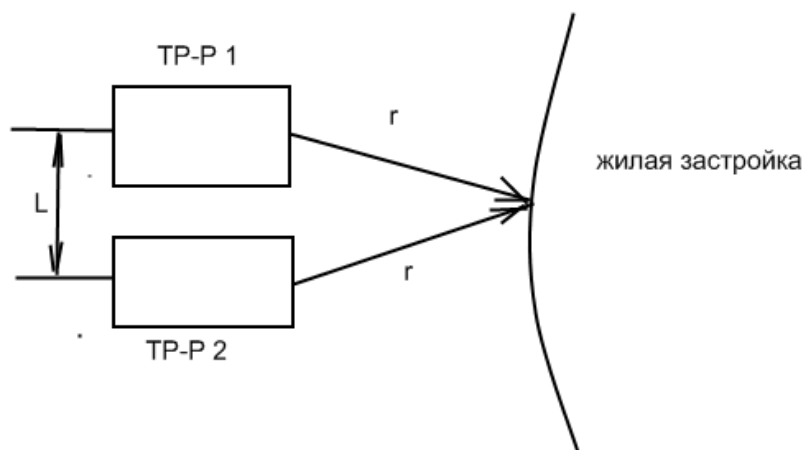


Рисунок 4 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Вывод: В результате решения данной задачи, получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 633,01 м.

5.3 Чрезвычайные ситуации

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

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

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

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

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

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

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

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

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

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

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

Для пожаротушения автотрансформаторов 125 МВ.А, учитывая их важность, на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами Д320-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного автотрансформатора составляет 70,4 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду .

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а

также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрыво-
безопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были достигнуты поставленные цели – спроектирована цифровая подстанция с применением новейших технологий и разработана питающая подстанцию сеть, напряжением 220 кВ. В ходе работы были рассмотрены все возможные варианты конфигурации сети и выбрана оптимальная схема главных соединений подстанции. Выбрано современное коммутационное и измерительное элегазовое оборудование, произведён подробный расчёт жёсткой ошиновки для каждого распределительного устройства, рассчитана механическая часть воздушной линии, а также выбраны уставки устройства защиты автотрансформатора.

В конечном счёте можно сделать следующий вывод – при вводе новой нагрузки питание первых четырёх очередей заводов осуществляется со стороны системы, далее необходим своевременный ввод новых генерирующих мощностей, ПГУ ТЭС Сила Сибири, так как заводы не могут, по техническим причинам, получать, при введении в работу всех очередей, электроэнергию со стороны системы. Но, подстанция обладает большим запасом по мощности, почти 400 МВА со стороны системы, при установившемся технологическом процессе в 665 МВА.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема территориального планирования муниципального образования. Свободненский район. Обоснование схемы территориального планирования. – Свободный : Свободненский районный совет народных депутатов, 2011. – 244 с.
- 2 Сергеев, В.В. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2015-2019 годов : Справ. литерат. / В.В. Сергеев, О.В. Деревянко, А.К. Юдин. – СПб. : СПбПУ им. Петра Великого, 2015. – 157 с.
- 3 Общая информация о проекте «Строительство Амурского ГПЗ». Презентация для подрядных организаций. – Тюмень. : НИПИГАЗ, 2016. – 18 с.
- 4 Паспорт подстанции 500 кВ Амурская. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 114 с.
- 5 Паспорт подстанции 220 кВ Ледяная. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 38 с.
- 6 Паспорт подстанции 220 кВ Шимановск. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 36 с.
- 7 Паспорт подстанции 220 кВ Свободный. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 34 с.
- 8 СО 153-34.20.118-2003 « Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем» . – М. : Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2003. – 22 с.
- 9 Контрольные замеры за зимний и летний период 2015 года. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2015. – 1 с.
- 10 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : Учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.
- 11 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская-Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 13 с.

12 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская-Ледяная. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 10 с.

13 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск/т. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 12 с.

14 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 10 с.

15 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская - Белогорск/т с отпайками на ПС Белогорск, ПС Свободный. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 15 с.

16 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенск №1. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 18 с.

17 Паспорт воздушной линии электропередачи ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенск №2. – Благовещенск. : ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС, 2014. – 13 с.

18 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский и др. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

19 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 608 с. : ил.

20 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. пособие / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2009. - 648 с.

21 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

22 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанции 35-750 кВ». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.

23 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанции и подстанции: Учеб. пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. – 141 с.

24 Белов, А.В, Ильин Ю.П. Электрические станции и подстанции. Расчёт подстанций : Учеб. пособие / А.В. Белов, Ю.П. Ильин. – Челябинск : Изд-во ЧГАА, 2014. – 123 с.

25 СТО 56947007-29.060.10.006-2008 «Методические указания по расчёту и испытаниям жёсткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 64 с.

26 Элегазовый колонковый выключатель ВГТ-220 : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

28 Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН-IV-10) : каталог / ООО «ПКК «КЭРС». – Знамя Октября. : 2016. – 6 с.

29 Разъединители серии РГ на напряжение 110 и 220 кВ. Разъединители пантографного типа на напряжение 110-220 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 4 с.

30 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2006. – 480с.

31 Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – Новосибирск : Норматика, 2014. – 688 с.

32 Трансформаторы тока элегазовые ТОГФ 110, 220 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

33 Каталог встроенных трансформаторов тока типа ТВГ-УЭТМ для выключателя ВЭБ-УЭТМ : каталог / АО «Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург. : 2016. – 12 с.

34 Трансформаторы измерительные тока и напряжения : каталог / ЗАО группа компаний «Электроцит». – Самара. : 2016. – 157 с.

35 Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые ЗНГ-110, 220 кВ : каталог / АО «Уралэлектротяжмаш». – Екатеринбург. : 2016. – 12 с.

36 Трансформатор напряжения ЗНОГ-110 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

37 Савина, Н.В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Изоляция и перенапряжение» : Учеб. метод. компл. / Н.В. Савина. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2007. – 134 с.

38 Ограничители перенапряжений нелинейные 110-500 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 2 с.

39 Руководство по эксплуатации микропроцессорных устройств защиты «Сириус» : рук. по экспл. / ЗАО «РАДИУС Автоматика». – М. : 2016. – 523 с.

40 Технический каталог жёсткая ошиновка ОРУ 110-750 кВ : каталог / ЗАО «Завод электротехнического оборудования». – Великие Луки. : 2016. – 34 с.

41 Крюков, К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчёт линий электропередачи : Учебник для вузов / К.П. Крюков, Б.П. Новгородцев. – Л. : Изд-во Энергия, 1979. – 311 с.

42 Короткевич, М.А. Проектировании линии электропередачи. Механическая часть : Учебник для вузов / М.А. Короткевич. – Минск : Изд-во Высшэйшая школа, 2010. – 577 с.

43 OPGW. Оптический кабель в грозотросе ёмкостью до 48 оптических волокна : каталог / Prysmian Cables&Systems. – Milan (Italy). : 2006. – 6 с.

44 Казакул, А.А. Алгоритмы задач электроэнергетики : Метод. указан. по выполн. лаб.раб. / А.А. Казакул. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 134 с.

45 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности : Метод. указ. к практ. занят. / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.