

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина
«18» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрических сетей в районе Совгаванской ТЭЦ для подключения подстанции Окоча


Исполнитель

студент группы 542-об2


01.06.19
подпись, дата А.О. Прокопьева

Руководитель

профессор, доктор
технических наук



12.06.19
подпись, дата Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и


экологичности

доцент, канд.техн.наук


01.06.2019
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


18.06.2019
подпись, дата Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
05.04.2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бронцовой
Аристы Владимировны

- Тема выпускной квалификационной работы:
Проектирование энергетических сетей в
р-не Соблавамоной ТЭЦ при подключении ТС Дюков
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759 у/б)
- Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 17.06.2019
- Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы
предыдущей практики, единичная схема
Кабаровского края
- Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика р-ов проектирования
разработка балансов нормативные расчеты
ТЭЗ, проектирование ТС, РЭМ, расчет режимов
- Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схемы - бл,
таблицы - 50, программные продукты - 5,
расчет режимов, единичная сх. сети
- Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности ч
энергобезопасности Л.Б. Буланов
- Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., р-р техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2019

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 145 стр., 15 рисунков, 50 таблиц, 21 источник, 1 приложение.

РАЙОН, ГЕНЕРИРУЮЩИЙ ИСТОЧНИК, БАЛАНС МОЩНОСТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В разработанной выпускной квалификационной работе рассмотрены варианты введения в эксплуатацию подстанции Окоча, а также изучен объект планируемого электрического присоединения.

Для осуществления проекта был произведён расчет: режима существующей системы электроснабжения; грозоупорности воздушной линии и обеспечения надежной молниезащиты, токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования новой подстанции (ошиновка распределительного устройства, выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ячеек конструктивных распределительных устройств, сборных шин и изоляторов, трансформаторы собственных нужд, ограничители перенапряжения, заземления и молниезащиты); релейной защиты и автоматики; экономической целесообразности; безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	8
1 Характеристика района проектирования электрической сети	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Совгаванского района	11
1.2 Характеристика генерирующих источников питания	13
1.2.1 Характеристика Комсомольской ТЭЦ	15
1.2.2 Характеристика Майской ГРЭС	16
1.3 Современное состояние электропотребления Совестьско – Гаванского района и перспективы его развития	16
1.4 Анализ балансов мощности и электроэнергии Совгаванского района	18
1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей	20
1.6 Анализ существующих режимов	23
1.7 Недостатки функционирования существующих электрических сетей	27
2 Разработка вариантов подключения ПС Окоча к электрической сети и их анализ	28
2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Совгаванского района на период до 2030 года	28
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	30
2.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при подключении ПС Окоча	32
2.3.1 Выбор номинального напряжения	36
2.3.2 Компенсация реактивной мощности	37
2.3.3 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение	40
2.3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на проектируемой ПС Окоча	41

3	Расчет токов короткого замыкания	44
4	Проектирование подстанции Окоча 110/35/10 кВ	51
4.1.	Разработка однолинейной схемы проектируемой ПС	51
4.2	Конструктивное исполнение подстанции Окоча	53
4.3	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	55
4.4	Выбор и проверка выключателей	56
4.4.1	Выбор выключателей на ВН 110 кВ	57
4.4.2	Выбор выключателей на СН 35 кВ	60
4.4.3	Выбор выкатных выключателей на НН 10 кВ	61
4.5	Выбор и проверка разъединителей	63
4.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	64
4.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	73
4.8	Выбор и проверка ячеек КРУ	77
4.8.1	Выбор и проверка КРУ 35 кВ	77
4.8.2	Выбор и проверка КРУ 10 кВ	78
4.9	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	80
4.9.1	Выбор жесткой шиновки	80
4.9.2	Выбор и проверка опорных изоляторов	86
4.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	88
4.11	Выбор и проверка ограничителей перенапряжений	89
4.12	Разработка заземления и молниезащиты ПС Окоча	91
4.12.1	Заземление ПС Окоча	92
4.12.2	Типовые Молниезащита ПС и оценка ее надежности	97
5	Релейная защита и автоматика	99
5.1	Релейная защита силового трансформатора на ПС Окоча	100
5.1.1	Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)	102
5.1.2	Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)	104
5.1.3	Расчет уставок МТЗ-1 (ВН)	106
5.1.4	Расчет уставок МТЗ-2 (ВН)	108
5.1.5	Расчет уставок защиты от перегрузки	110

5.1.6 Газовая защита трансформатора	111
5.2 Автоматика на ПС Окоча	111
6 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	113
6.1 Выбранная система для расчета режимов	113
6.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	114
6.3 Расчет максимального режима и его анализ	115
6.4 Расчет минимального режима и его анализ	118
6.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	121
6.6 Регулирование напряжения в проектируемой электрической сети	124
7 Экономическое обоснование принятого варианта проектируемой электрической сети	125
7.1 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	125
7.2 Расчет капиталовложений на строительство ПС	127
7.3 Расчет амортизационных отчислений	128
7.4 Расчет эксплуатационных затрат	129
8 Безопасность и экологичность проектируемой электрической сети	132
8.1 Безопасность	132
8.2 Экологичность	135
8.3 Чрезвычайные ситуации	140
Заключение	143
Библиографический список	145
Приложение А Схема для расчетов токов короткого замыкания	146

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

ЛЭП – линия электропередач;

ВЛ – воздушная линия;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТДТН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой;

КЗ – короткое замыкание;

ВС – высокая средняя;

СН – средняя низкая;

ВН – высокая низкая;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение;

РУ – распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

НАМИ – трансформатор напряжения антирезонансный с естественной циркуляцией масла и воздуха для контроля изоляции сети;

ВВУ – выключатель вакуумный.

ВВЕДЕНИЕ

Электроснабжение Совгаванского муниципального района осуществляется от энергосистемы по одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Ванино протяженностью 400 км общей мощностью 125 МВт и от Майской ГРЭС протяженностью 20 км и мощностью 93 МВт. Ведется строительство ЛЭП 110 кВ Ванино – Окоча с подключением ПС Окоча 110/35/10 кВ.

В представленной работе рассматривается развитие сетей АО «ДРСК» напряжением 110 кВ в связи с проектированием электрических сетей в районе Совгаванской ТЭЦ для подключения подстанции Окоча.

В настоящий момент времени проектируется масштабное развитие района, представленного в разрабатываемой выпускной квалификационной работе. Тема является своевременной в связи с необходимостью повышения качества и надежности систем электроснабжения.

Цель ВКР заключается в обеспечении технологического присоединения объекта подстанции Окоча со строительством линии электропередачи (Ванино – Окоча).

Практическая целесообразность проекта состоит в повышении надежности существующей системы сети электроснабжения Советско-Гаванского районов, а также обеспечит потребителей качественным, устойчивым и надежным электроснабжением.

При написании выпускной квалификационной работы необходимо решить следующие задачи, таких как:

- 1) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок существующей схемы в ПВК RastrWin 3.
- 2) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок в ПВК RastrWin 3 с присоединением ПС Окоча, а также расчет послеаварийного режима при максимальных нагрузках и регулировка напряжения.
- 3) Выбор силового оборудования для ПС.

4) Строительство линии электропередачи Ванино - Окоча

Ожидаемый результат от проекта заключается:

- в обеспечение потребителей качественным, устойчивым и безопасным электроснабжением по средствам улучшения параметров с обеспечением надежности электрической сети;

- уменьшение потерь на корону;

- уменьшение экономической составляющей, тарифы на электроэнергию с помощью обеспечения вышеперечисленных благ.

При реализации выпускной квалификационной работы было использовано следующее программное обеспечение: RastrWin 3, MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Word, Microsoft Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Совгаванский район – административно – территориальная единица в Хабаровском крае, образован в 1925 году. Территория района 15,6 тыс. кв. км, расположена на побережье Татарского пролива Японского моря между 49 и 51 градусами северной широты, 138,5 и 141 градусами восточной долготы.

До начала Великой Отечественной порт Советская Гавань работает в режиме точки пропуска через Государственную границу СССР. До 1948 года пристань входила в состав Приморского края, являлась одной из центров Тихоокеанского военно – морского флота.

Селение в 1941 году переходит в статус города Советская Гавань.

В 1973 году происходит выделение из состава Советско-Гаванского района Ванинского района

Располагается Совгаванский район на нескольких немалых тектонических разломах, что говорит о неоконченности геологического формирования территории. Границы района проведены по осевым линиям водоразделов, которые отделяют речные системы Ульчского, Комсомольского, Нанайского и Ванинского района от речной системы Совгаванского района. Вдоль побережья Татарского пролива простирается хребет Советский с отметками до 560 м. (г. Советская Гавань).

Наивысшая точка района – гора Командная (1628 метров над уровнем моря), расположена в центре хребта Большой Кит, самые большие реки территории - Тумнин, имеющая протяженность свыше 400 километров и Хуту - 230 км.

Население района на начало 2019 года составило 38238 человек. На территории района проживают 287 человек представители коренных малочисленных народов Севера (прежде всего - татары, калмыки, китайцы, чеченцы).

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Совгаванского энергорайона.

Под влиянием некоторых обстоятельств складывается нынешний влажностный и температурный режим района. На первом месте фактор холодного, туманного залива Советская гавань и Татарского пролива, на втором месте фактор горной страны. Основная часть местности лежит на высоте 300 метров над уровнем моря. Тектонические разломы, по которым бегут реки, многочисленные горные кряжи различных диспозиций оказывают влияние на направления воздушных потоков, влажность воздуха и количество осадков.

По статистике погоды в Совгаванском районе прослеживаются следующие показатели температуры (за период 13.07.2018 - 25.01.2019, все дни):

- Минимальное значение (дата): -25,1 (25.01.2019);
- Максимальное значение (дата): 24,7 (13.07.2018);

Наиболее влажным местом, где в течение трети года выпадают осадки, являются верховья реки Хуту, наиболее сухим – морское побережье. Преимущественно высокие температуры держатся летом в среднем течении реки Большая Окоча, наиболее низкие – на северо-востоке района. Их среднесуточная разница превышает 15 градусов по Цельсию. Напротив зимой, при этом разница температур еще больше. Однако на территории района климатическая характеристика сильно осложняется многообразием форм рельефа. На территории района наиболее распространена горно-таежная местность. В значительной степени территория слагается отрогами хребтов Сихотэ-Алинь.

На северо-западе, в центре хребта Большой Кит, располагается самый высокий пик района – гора Командная (1628 метров над уровнем моря)

Самая крупной рекой района является – Тумнин, протяжённостью свыше 230 километров. Гидрологическая сеть района очень развита. Всего имеется более 11 тысяч рек и ручьёв.

Климатические характеристики района указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	29
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда, мм	15
Минимальная температура воздуха, С	-25,1
Максимальная температура воздуха, С°	24,7
Число грозных часов в год	от 10 до 20 ч/г

На территории района скорости ветра изменяются в пределах от 1 до 6,8 м/с. За период года господствуют умеренные и слабые ветры.

В закрытых бухтах бухтах отмечается среднегодовая скорость ветра на побережье в пределах 3,5-3,8 м/с. Повышение скорости ветра отмечается в марте – апреле, сезон развития циклона. По мере продвижения на восток скорости ветра могут возрастать до 20 м/с и более.

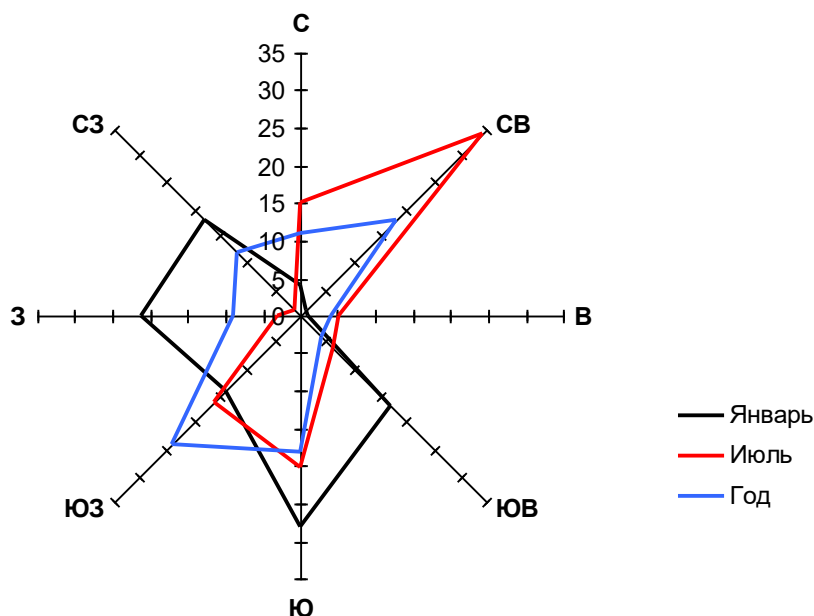


Рисунок 1 – Роза ветров на побережье залива Советская Гавань

Таблица 2 – Направления ветра в процентах

Направление, %	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	штиль
Январь	5	2	2	18	27	13	22	17	15
Июль	14	35	4	7	21	15	2	2	27
Год	12	19	5	3	17	25	8	11	21

1.2 Характеристика генерирующих источников района

В Советско – Гаванском – Ванинском энергетическом узле предусматривается рост потребности в электрической мощности с 85 до 200 МВт, в связи с реализацией инвестиционных проектов развития морской и промышленной инфраструктуры. В целях покрытия возрастающего спроса ведется строительство Совгаванской ТЭЦ, а также реконструкция и введение в эксплуатацию ряда электросетевых объектов, в целях обеспечения энергоснабжения резидентов, что обеспечит вывод из эксплуатации низкоэффективных источников питания, выработавших ресурс оборудования.

1.2.1 Характеристика «Комсомольской ТЭЦ»

На территории города Комсомольск-на-Амуре расположены два источника электроэнергии – ТЭЦ-2, ТЭЦ-3.

Комсомольской ТЭЦ-3 предстает из себя тепловую паротурбинную теплоэлектроцентраль, включающую два энергоблока установленной мощностью 180 МВт каждый, тепловой мощностью 760 Гкал/час. В данный момент Комсомольская ТЭЦ-3 является самой мощной электростанцией в городе, молодой в крае и особенной на Дальнем Востоке электростанцией, работающей полностью на газе сахалинских месторождений. Отсутствие угля в топливном балансе ТЭЦ-3 является уникальностью для электростанций востока России.

На Комсомольской ТЭЦ-2 установленной электрической мощностью – 265,5 мВт, как и в случае с ТЭЦ-3, были совершены попытки перевода станции на газ, которые оказались безуспешны. Вследствие нехватки газа

теплоэлектроцентраль отработала не более года полностью на газе и продолжила работу на угле.

Подстанция 500/220/110/10кВ «Комсомольская» предназначена для покрытия дефицита мощности и энергии в Комсомольском энергорайоне Хабаровской энергосистемы, повышения надежности электроснабжения потребителей г. Комсомольска-на-Амуре.

На подстанции установлены автотрансформаторы мощностью 3×167 МВА со сторонами 500/220/10 кВ. На СН ОРУ 220 установлены автотрансформаторы мощностью 1×63 и 1×125 МВА со сторонами 220/110/10 кВ.

Схема ОРУ-220кВ принята №220-13 «две рабочие и обходная система шин».

Схема ОРУ-110кВ принята «две рабочие секции шин, и обходная система шин, с отдельными секционным обходным выключателями.

РУ-10кВ выполнено закрытым с ячейками КРУ типа КМ-1-10.

Питание собственных нужд подстанции обеспечено от трех трансформаторов 10/0,4кВ мощностью 1000кВА, подключенных от АТ-500/220/10 кВ через КРУН-10кВ и АТ-220/110/10кВ через ЗРУ-10кВ.

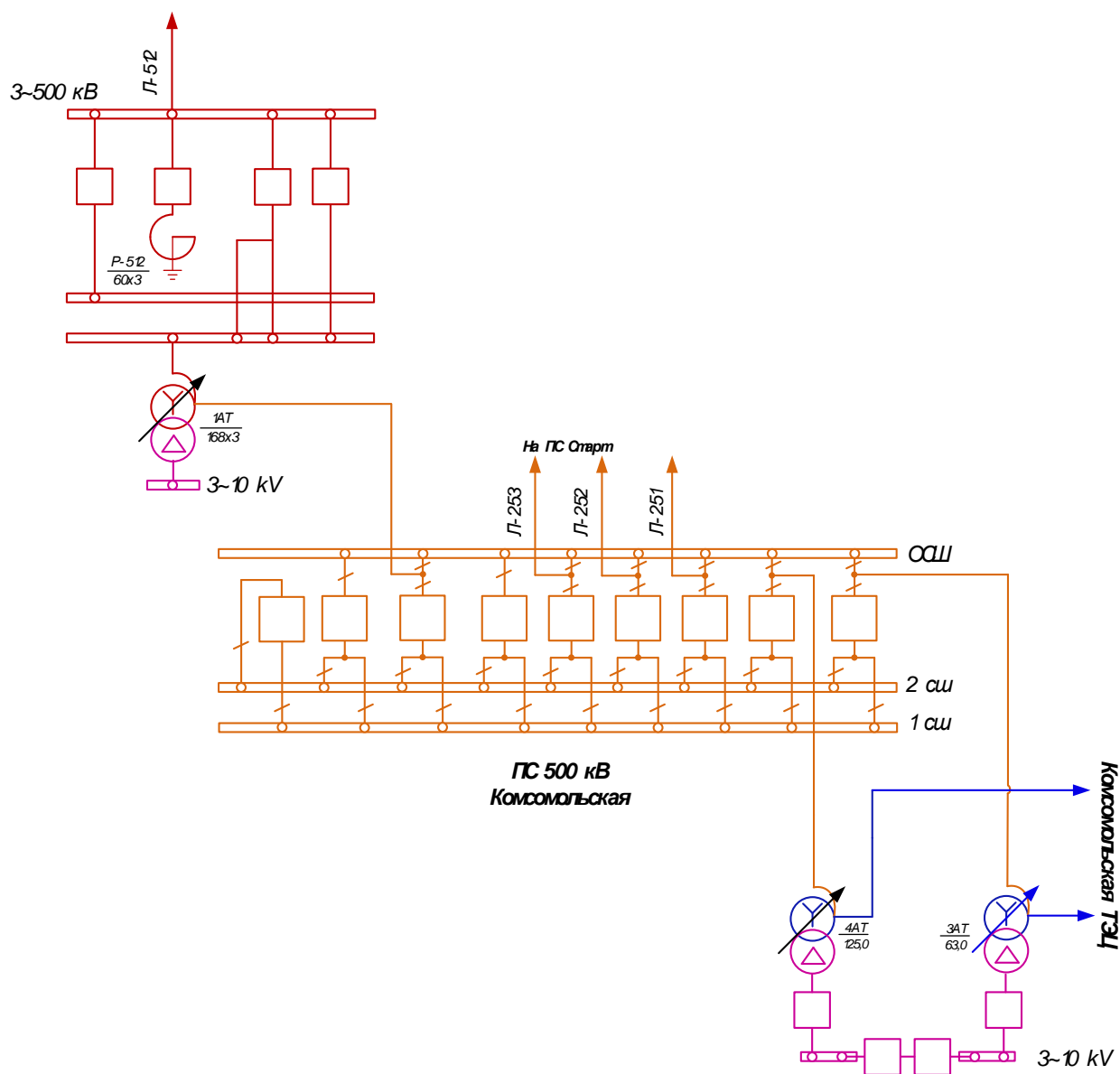


Рисунок 2 – ПС 500 кВ «Комсомольская»

1.2.2 Характеристика «Майской ГРЭС»

Майская ГРЭС – тепловая электростанция, обеспечивающая энергоснабжение Совгаванского – района и теплоснабжение поселка Майский, в котором располагается. В 1938 году введена в эксплуатацию, считается одной из старейших электростанций на Дальнем Востоке.

Значительно снизить нагрузку на Майскую ГРЭС позволило введение в эксплуатацию линии электропередачи 220 кВ Комсомольск-на-Амуре-Селихино-Ванино, которая включила изолированный Совгаванский район в единую энергосистему России.

Майская ГРЭС – это 78,7 МВт установленной электрической мощности и 15,4 Гкал/час тепловой мощности. Оборудование станции к настоящему времени изношено, устарело и выработало все свои ресурсы, в скором времени планируется введение в работу современной Совгаванской ТЭЦ мощностью 120 МВт, после чего Майская ГРЭС будет выведена из эксплуатации. Теплоснабжение поселка Майский будет обеспечиваться новой котельной.

На Майской ГРЭС установлены 3 ТГ и 4 ГГ. Газотурбинное оборудование в настоящий момент в среднем отработало более 25 лет. Реальный износ составляет 50%. Турбинное оборудование электростанции отслужило более 50 лет. Износ оценивается в 44%.

1.3 Современное состояние электропотребления Советско – Гаванского района и перспективы его развития

В настоящее время Совгаанский энергорайон характеризуется как энергорайон с повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, по следующим причинам:

- в нормальном режиме связь энергорайона с энергосистемой осуществляется по протяженному транзиту ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино – Уктур – Высокогорная – Ванино (389 км). Аварийное отключение ЛЭП в транзите 220 кВ Комсомольская – Ванино приводит к изолированной работе Советско-Гаванского энергорайона с дефицитом мощности;
- аварийное отключение ЛЭП в транзите 220 кВ Комсомольская – Ванино приводит к необходимости пуска неэкономичного оборудования Майской ГРЭС;
- величина мощности, передаваемой в сеть 35 кВ от ПС 220 кВ Ванино ограничена пропускной способностью ВЛ 35 кВ Ванино – Тишкино и нагрузкой 3Т ПС 220 кВ Ванино.

К проблемам современного состояния следует отнести:

- моральный износ генерирующего и электросетевого оборудования – анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования показал, что больше половины подстанций работают с трансформаторами, срок службы которых превышает 25 лет. Приоритетной задачей на ближайшую перспективу является поэтапное замещение на электростанциях генерирующего оборудования

- отсутствие резерва трансформаторной мощности - энергосистема избыточна по мощности, ряд подстанций имеют существующие ограничения на технологическое присоединение нагрузок новых потребителей электрической энергии к шинам ряда подстанций энергосистемы.

- несоответствие устройств РЗА требованиям нормативных документов к РЗА

- недостаточная надежность связи Совгаванского энергорайона с энергосистемой Хабаровского края

Для повышения надежности электроснабжения Ванинского и Советско-Гаванского энергорайона предусмотрена реализация следующих мероприятий:

- сооружение ТЭЦ в г. Советская Гавань (126 МВт) в 2019 году (согласно утверждённому СиПР ЕЭС России на 2017-2023 годы);

- строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Комсомольская – Советская Гавань (наименование по положительному заключению ГГЭ: ВЛ 220 кВ Комсомольская-Селихино-Ванино) с установкой на ПС 220 кВ Ванино второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА.

После выполнения мероприятий по повышению надежности электроснабжения Советско-Гаванского энергорайона, генерирующее оборудование Майской ГРЭС планируется демонтировать. Следует отметить, что демонтаж генерирующего оборудования Майской ГРЭС возможен только после ввода в эксплуатацию ТЭЦ в г. Советская Гавань.

1.4 Анализ балансов мощности и электроэнергии Совгаванского района

Потребление активной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок складывается из заданных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии и потерь мощности в линиях, понижающих трансформаторах и автотрансформаторах. При определении одновременно потребляемой активной мощности следует учитывать несовпадение по времени суток наибольших нагрузок отдельных потребителей. За счет этого несовпадения одновременно потребляемая активная мощность составляет обычно 95 — 96 % от суммы заданных наибольших нагрузок. Потери активной мощности в правильно спроектированной сети составляют 4 — 6 % от потребляемой мощности

Источниками активной мощности в электроэнергетических системах являются электрические станции. Установленная мощность генераторов электростанции должна быть такой, чтобы покрыть все требуемые нагрузки с учетом потребителей собственных нужд станций и потерь мощности в элементах сети, а также обеспечить необходимый резерв мощности в системе.

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощности — компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи. На основе специальных расчетов распределения реактивной мощности в электроэнергетической системе, для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла. Поэтому при проектировании электрической сети, получающей питание от системы, задается реактивная мощность Q_c , которую

целесообразно потреблять из системы (в заданном узле присоединения) в режиме наибольших нагрузок. Потребление большей мощности приведет к дополнительной загрузке системных источников реактивной мощности, к дополнительным затратам на генерацию и передачу этой мощности и, следовательно, к отступлению от оптимального режима питающей системы.

В зависимости от располагаемой мощности станций энергосистема Хабаровского края за прошедшие 5 лет являлась избыточной по мощности.

С учетом фактической загрузки электрических станций, за прошедшие 5 лет, фактические балансы формировались как с профицитом, так и с дефицитом мощности. Избыток передавался в соседние энергосистемы, дефицит покрывался за их счет.

Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Хабаровского края за последние 5 лет складывались дефицитом, за исключением 2015 года, когда выработка превысила потребление электрической энергии.

Данное исследование выполняется для обнаружения участков сети, на которых требуется принятие мер, для нормализации коэффициента реактивной мощности (повышение или понижение). С этой целью проводится оптимизация режима рассматриваемой сети с использованием трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, устройств компенсации реактивной мощности, либо с помощью специальных автоматических устройств оптимизации. Нормализация режима позволит снизить отклонение напряжения и приведет к снижению потерь электроэнергии.

Данные о потоках активной и реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности в зимний и летний период представлены в таблицах 3 и 4 соответственно [21].

Таблица 3 - Потоки активной и реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности в зимний период

Ветвь	Переток мощности	$tg(\varphi)$
Комсомольская – Селихино	35,2-i18,6	-0,52
Селихино – Уктур	48- i19	-0,39
Уктур - Высокогорная	46,4-i7,4	-0,159
Высокогорная - Ванино	41,3- i14,1	-0,34

Таблица 4 - Потоки активной и реактивной мощности, коэффициент реактивной мощности в летний период

Ветвь	Переток мощности	$tg(\varphi)$
Комсомольская – Селихино	23,1- i6,3	-0,27
Селихино – Уктур	30,7-i7,1	-0,23
Уктур - Высокогорная	30+i3,5	0,11
Высокогорная - Ванино	27,9- i5,4	-0,19

1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей

Для анализа электрических сетей исследуемого энергорайона, разрабатывается эквивалентная схема сети – устанавливаются точки нормального размыкания сети. Схема делится на подсистемы, в изолированном эквиваленте, включающие в себя разомкнутые и замкнутые схемы, для каждой из которых показывается наименование и конфигурация. В общих чертах представляется характеристика сети: общее количество подстанций и линий электропередачи, уровни номинального напряжения, имеющиеся в сети. Осуществляется анализ линий: конструкция, марка и сечение провода, количество цепей, конфигурация, длина линий.

Правильное определение ТНРС – точек нормального размыкания сети позволит уменьшить как графическое изображение, так и сократить расчеты. При помощи использования ТНРС определяется эквивалент сети. Соответствующей нагрузкой задаются подстанции, не вошедшие в

эквивалентную схему. При определении точек нормального размыкания, на практике, рекомендуется руководствоваться надежностью схемы при проявлении аварийных ситуаций. Структурный анализ линий электропередачи приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Структурный анализ ВЛ

Название линии	Марка провода – сечение, длина (км)	Конфигурация	Количество цепей
1	2	3	4
1 Комсомольская – Селихино, цепи №1,2	АС-240/32 цепь №1 L=56,3 цепь №2 L=56,3	Магистраль с двухсторонним питанием	двухцепная
2 Селихино – Уктур	АСО-300; L=139,5	Магистраль с двухсторонним питанием	одноцепная
3 Селихино - Ванино	АС-300; L=330	Магистраль с двухсторонним питанием	одноцепная
4 Уктур – Высокогорная	АСО-300; L=66,6	Магистраль с двухсторонним питанием	одноцепная
5 Высокогорная - Ванино	АС-300; L=191,8	Магистраль с двухсторонним питанием	одноцепная

Исходя из структурного анализа наблюдается преимущество магистральных линий электропередачи с двухсторонним питанием, что говорит об их надежности. Однако есть и радиальные линии, допускающие возможность снижения надежности потребления электроснабжения на данном участке. При возникновении аварийных ситуаций, одноцепное

конструктивное исполнение исключает возможность резервирования, без перерыва электроснабжения.

Особое внимание при исследовании режимов электрических сетей следует обратить на явления, происходящие в результате передачи реактивной мощности, кроме того, на способы ее компенсации. Безусловно, передача реактивной мощности приводит к росту потерь напряжения в сети, увеличению нагрузки в соответствующих элементах сети.

Данный анализ производится для выявления «узких» мест работы сети, а именно оборудования, работающего с предельно допустимыми значениями по нагрузке, тем самым снижающих устойчивость и надежность электроснабжения, а также ограничивающих возможность технологического присоединения новых потребителей к электрической сети. Анализ загрузки линий электропередачи показан в таблице 6.

Таблица 6 – Плотность токовой нагрузки линий

№	Название линии	Сечение, мм ²	Максимальная нагрузка линии		Минимальная нагрузка линии	
			Нагрузка, А	Плотность, А/мм ²	Нагрузка, А	Плотность, А/мм ²
			4	5	6	7
1	Комсомольская - Селихино	240	104	0,43	68	0,28
2	Селихино - Уктур	300	119	0,39	78	0,26
3	Уктур - Высокогорная	300	109	0,36	82	0,27
4	Высокогорная - Ванино	300	105	0,35	90	0,30

Анализ плотности токовой нагрузки выявил, что превышение допустимого значения токовой нагрузки более 1,1 мм²/А в режиме зимнего максимума не наблюдается, следовательно замена проводов на провода

большого сечения не требуется. Большинство линий работает с оптимальной нагрузкой линий.

В летний период часть линий работает с минимальной нагрузкой, что является следствием увеличения реактивной мощности и порождает повышенное напряжение в конце линии и на шинах подстанции. Так же есть линии, работающие в режиме недогруженности.

1.6 Анализ существующих режимов

Специфика электрических систем заключается в мгновенной передаче от источников питания к потребителям энергии и невозможности накапливания электроэнергии в заметных количествах. Данные свойства обуславливают параллельность процессов потребления и выработки электроэнергии. В нормальном установившемся режиме системы, в каждый момент времени, электрические станции должны покрывать потери в сети и вырабатывать мощность, равную мощности потребителей. Анализ существующего режима проводится для более эффективного снабжения потребителей электроэнергией, позволяет выявить места, где наблюдается небаланс реактивной мощности, который приводит отклонению напряжения. После выявления критических мест в сети проводятся мероприятия, которые устраняют возникающие отклонения параметров режима.

Назначением раздела представляется определение перетоков активной и реактивной мощности, отклонений напряжения сети, анализ натуральных величин балансов электрической мощности и энергии, а также выявление характера их изменения.

Для рассмотрения режимной ситуации электрической части 110 кВ в Советско – Гаванском районе, где будет размещена подстанция «Окоча», применялись сведения контрольных сезонных замеров 2018 года. Подробная однолинейная схема изображена в графической части проекта на 1 листе. Существующая схема электрической сети, рассчитанная в программно – вычислительном комплексе RastrWin3 показана в таблице 7.

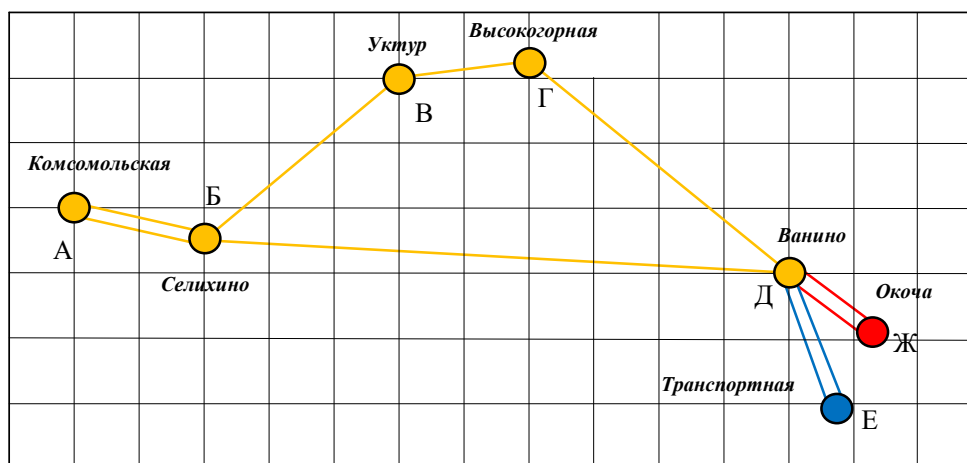


Рисунок 3 – Граф существующей электрической сети

Таблица 7 – Результаты расчета существующей схемы электрической сети

Номер	Название	$U_{\text{ном}},$ кВ	$P_{\text{н}},$ МВт	$Q_{\text{н}},$ МВар	$U, \text{ кВ}$	$\Delta U, \%$	φ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС Комсомольская 220	242	0,2	0,06	248,41	2,65	2,6
2	Комсомольская Нейтраль 1	242			248,45	2,67	2,62
3	Комсомольская Нейтраль 2	242			248,44	2,66	2,62
4	Комсомольская 110	115	6,8	0,7	115,54	5,04	-0,77
5	ПС Гейтер 2с-110	115	1,8	0,7	114,81	4,37	-1,58
6	ПС Гейтер 1с-110	115	0,8	0,3	114,81	4,37	-1,59
7	ПС Картель 2с-110	115	2,5	0,5	114,58	4,16	-1,79
8	ПС Картель 1с-110	115	1,6	0,5	114,58	4,16	-1,79
9	Селихино 110	115	13,4	6,4	123,74	7,6	2,79
10	ПС Селихино 220	242			249,67	3,14	1,73
11	Селихино Нейтраль 220	242			248,92	3,07	1,68
12	ПС Уктур 220	230	1,2	0,4	216,95	8,55	0,31
13	ПС Высокогорная 220	242			249,6	8,55	0,85
14	Высокогорная Нейтраль 1	242			248,8	8,24	0,85
15	Высокогорная Нейтраль 2	242			248,9	8,22	0,85
16	Высокогорная СН 1 (35 кВ)	38			38	0	-1,16
17	Высокогорная СН 2 (35 кВ)	38	0,1	17,1	37,89	1,05	-1,16
18	Высокогорная НН 1 (10 кВ)	11	2,7	0,6	11,03	5,09	-1,86

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Высокогорная НН 2 (10 кВ)	11	1,4	0,42	10,84	3,2	-1,42
20	ПС Ванино 220	242			241,68	-0,13	-5,29
21	Ванино 220 Нейтраль	242			243,51	0,63	-4,68
22	Ванино 110	121	3,4	0,4	116,92	-2,8	-13,8
23	Ванино 110 Нейтраль 1	121			122,02	0,84	-5,29
24	Ванино 110 Нейтраль 2	121			128,07	5,84	4,68
25	Ванино 110 СН 1 (35 кВ)	39	1,0	0,3	38,69	0,49	6,38
26	Ванино 110 СН 2 (35 кВ)	39			38,31	0,41	6,37
27	Ванино 110 НН 1 (10 кВ)	11	4,3	1,3	11,12	-0,44	-17,55
28	Ванино 110 НН 2 (10 кВ)	11	0,1		11,04	-0,12	-17,11
29	ПС Монгохто 35	35	4,8	1,4	33,92	-3,08	-18,55
31	ПС Тишкино 35 2с	35	4,4	0,8	34,78	-0,63	-17,3
32	ПС Тишкино 35 1с	35	4,5	0,8	34,78	-0,63	-17,3
33	ПС Южная 35	35	1,8	1,1	34,3	-2,01	-18,08
34	ПС Лесозаводская 35	35	0,1	0,1	34,25	-2,13	-18,17
35	РП-4 35	38	6,9	2,0	35,89	-4,28	-9,94
36	РП-1 35	38	0,8	0,3	35,97	-4,07	-9,69
37	ПС Терминал 35	39	6,3	5,5	38,31	-0,5	-6,95
38	Майская ГРЭС ТГ 1	11			10		-14,45
39	Майская ГРЭС ТГ 1 ВН	38			36,02	-3,95	-9,6
40	Майская ГРЭС ТГ 3	11					0,17
41	Майская ГРЭС ТГ ВН	38			36,22	-3,98	-9,7
42	Майская ГРЭС СК 5	11			9,76	-2,44	-16,4
43	Майская ГРЭС ТГ 4	11			9,76	-2,44	-16,4
44	Майская ГРЭС ГТУ	11					0,17

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП

Начало	Конец	Марка	I_{\max} , А	$I_{\text{загр}}$, %
Комсомольская	Селихино	АС-240/32	104	21
Селихино	Уктур	АС-300/39	119	18,8
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	109	18,4

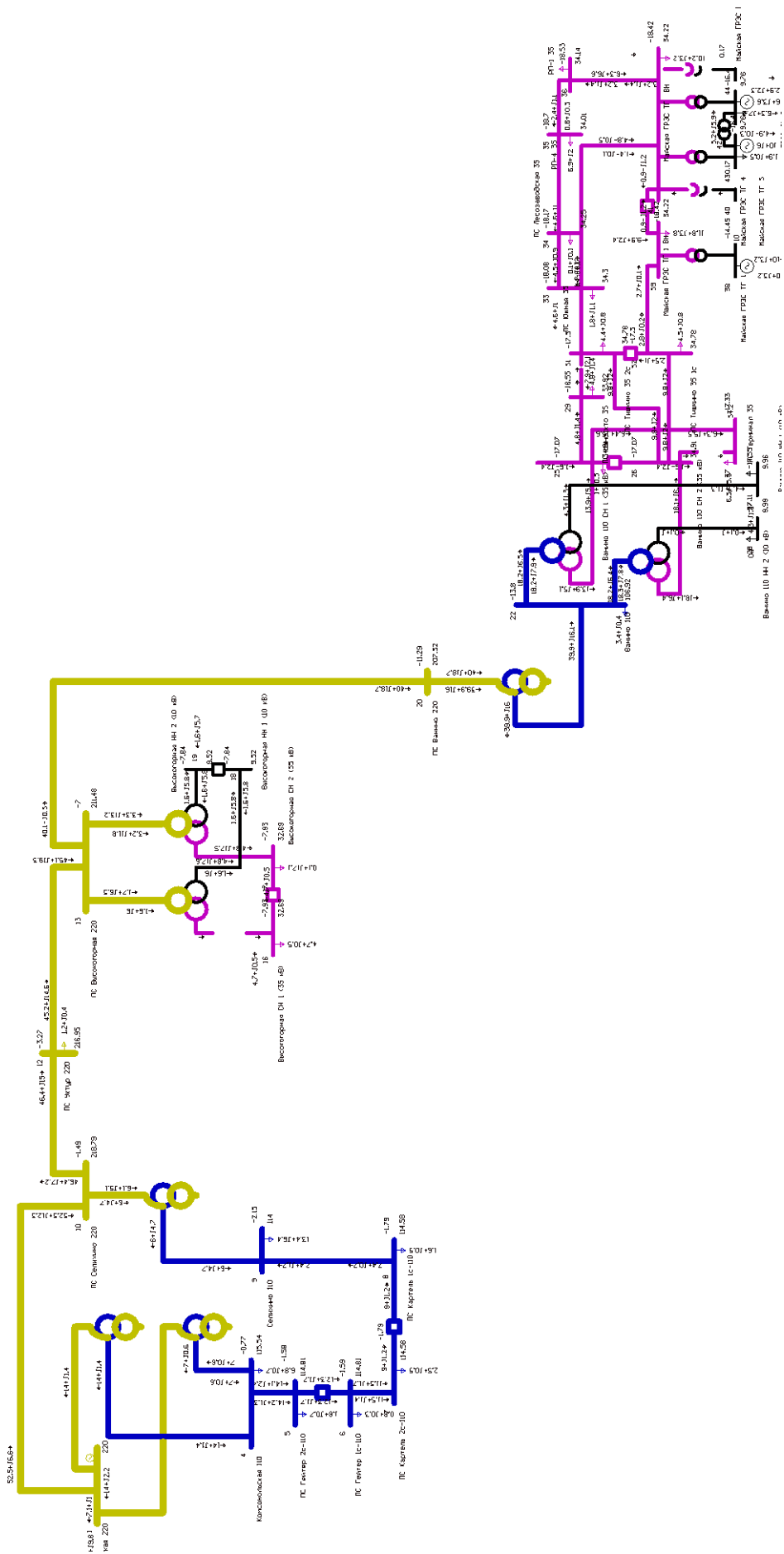


Рисунок 3 — Графика максимального режима существующей сети

1.7 Недостатки функционирования существующих электрических сетей

К недостаткам и проблемам настоящего состояния электроэнергетики Совгаванского района можно отнести износ электросетевого, а также генерирующего оборудования. Эффективность работы распределительного электросетевого комплекса снижает оборудование, которое эксплуатируется в текущий момент имеет высокую степень износа, вызывает затраты на ремонтные работы, а также увеличиваются эксплуатационные затраты.

Одним из основных недостатков является недостаточная надежность связи Совгаванского района с энергетической системой Хабаровского края. Районы электрических сетей, с наличием одностороннего питания по одноцепным линиям электропередачи не обеспечиваются надежным электроснабжением.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ОКОЧА К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ИХ АНАЛИЗ

В данном разделе начинаем разработку вариантов схем электроснабжения Совестко – Гаванского района с присоединением ПС Окоча. Имеем существующую схему этого района, которая требует дополнительного включения в систему ПС для обеспечения технологического присоединения объектов, что повысит надежность существующей системы электроснабжения Ванинского и Советско-Гаванского районов, а также обеспечит потребителей устойчивым электроснабжением.

Схемы электрических сетей должны соответствовать минимальным затратам, обеспечивать требуемую надежность, и необходимое качество энергии, а также безопасность эксплуатации сети.

Рационально выбранная конфигурация сети должна соответствовать наиболее выгодным по экономическим показателям.

2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Совгаванского - Ванинского района на период до 2030 года

Основной целью развития электроэнергетики Совгаванского района является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики района посредством стабилизации и поддержания высоких темпов ее энергоэффективности, а также обеспечения повышенного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Для достижения поставленной цели проект развития Ванинского района на период до 2030 года, ставит перед следующие задачи:

- повышение коэффициента использования установленных мощностей на действующем генерирующем оборудовании электростанций Хабаровской энергосистемы;

- перевод на централизованное энергоснабжение от единого генерирующего источника потребителей (в радиусе до 50 км) в муниципальных районах, не обслуживаемых энергосистемой Хабаровского

края. Развитие электросетевого и теплового хозяйства края обусловлено необходимостью создания условий для подключения новых промышленных предприятий и организаций края, увеличения загрузки уже имеющихся мощностей, надежного снабжения населения края электрической и тепловой энергией с учетом возможного применения альтернативных и возобновляемых источников энергии.

Необходимо ликвидировать существующие локальные ограничения по энергоснабжению потребителей. Для обеспечения экономического роста в границах, названных энергорайонов необходимы следующие мероприятия по модернизации энергосистемы:

– в Советско-Гаванском энергорайоне, который является мощным генерирующим источником питания для Ванинского района от Майской ГРЭС, необходима ликвидация дефицита электрической мощности и обеспечение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства Советско-Гаванской ТЭЦ и второй ВЛ 220 кВ от г. Комсомольска-на-Амуре до Советско-Гаванского энергорайона, реконструкция действующих электросетевых объектов и развитие распределительных электрических сетей напряжением 110-35 кВ;

– в г. Комсомольске-на-Амуре (Комсомольский энергорайон) предполагается ликвидация дефицита тепловой мощности и обеспечение безаварийной поставки природного газа объектам энергетики, населению и промышленности путем строительства газораспределительной станции (ГРС-2) и реконструкции ГРС-1;

– повышение надежности электроснабжения и снятие ограничений на подключение новых потребителей в энергорайоне Правобережье и Комсомольском энергорайоне за счет развития и модернизации электрических сетей и подстанций напряжением 220/110/35/10 кВ [15].

2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок – вопрос, решаемый в первую очередь при развитии и проектировании электрических линий, станций и подстанций, который определяет поэтапность дальнейших расчетов.

Прогнозирование электрических нагрузок на современном этапе является одним из востребованных направлений в энергетике.

С использованием данного расчета и прогнозирования нагрузок определяем необходимые технические характеристики узлов электрических сетей, размеры капитальных вложений в энергетическое строительство. Раздел является одним из наиболее важных, его специфика заключается в выборе опор линий электропередачи, дальнейший выбор воздушных линий, [9].

Исходя из этого существует необходимость наиболее точного проектирования электрических нагрузок.

Среднюю прогнозируемую мощность определим по формуле (сложных процентов):

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\bar{}} \times (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\bar{}}} \quad (1)$$

где $P_{cp}^{\bar{}}$ – средняя мощность за тек проущий год;

ε – относительный прирост электрической нагрузки (Для Хабаровского края равна 3 %);

$t_{прог}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{\bar{}}$ – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{max}^{прог} = P_{cp}^{прог} \times k_{м}. \quad (2)$$

$$P_{эф}^{прог} = P_{ср}^{прог} \times k_{\phi}. \quad (3)$$

где $P_{ср}^{прог}$ – средняя спрогнозированная мощность ПС;

k_m – коэффициент максимума;

k_{ϕ} – коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчет на срок до 2030 года выполнен с помощью ПВК «Расчет нагрузок». Результаты расчетов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Вероятностные нагрузки узлов, МВА, Мвар

ПС	$P_{ср}$	P_{max}	$P_{эф}$	$Q_{ср}$	Q_{max}	$Q_{эф}$
Селихино	37,624	44,9	41,671	15,297	18,6	16,62
Уктур	49,124	54,1	50,945	18,994	17,3	20,506
Высокогорная	45,524	53,1	50,117	19,012	8,5	20,309
Окоча	30,333	36,4	35,489	12,133	14,56	14,195
Ванино	37,25	44,7	32,351	21,456	17,88	25,104
Транспортная	29,25	35,1	34,225	16,848	14,04	19,712

2.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Окоча

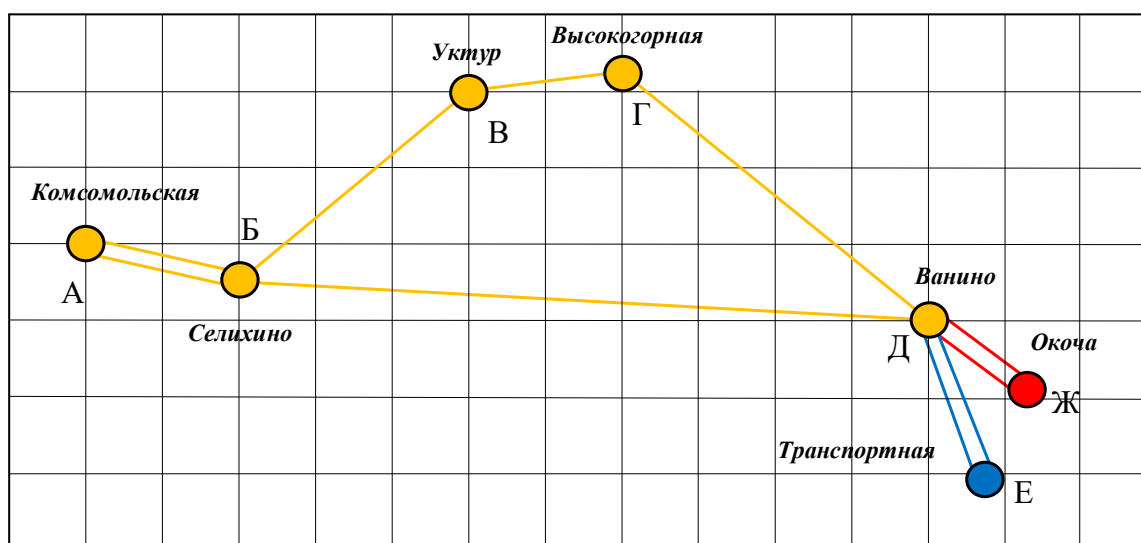


Рисунок 4 – Вариант конфигурации электрической сети №1

Описание рисунка № 4 – подстанции Б, В, Г, Д имеют двухстороннее питание и являются проходными, связь осуществляется по кольцевой схеме. Подстанции Ж и Е получают питание по двухцепным линиям электропередачи, являются тупиковыми. Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 1

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
Д-Е	2	39,7	9
Д-Ж	2	37,413	

Суммарная длина линий составляет $l = 154,226$ км.

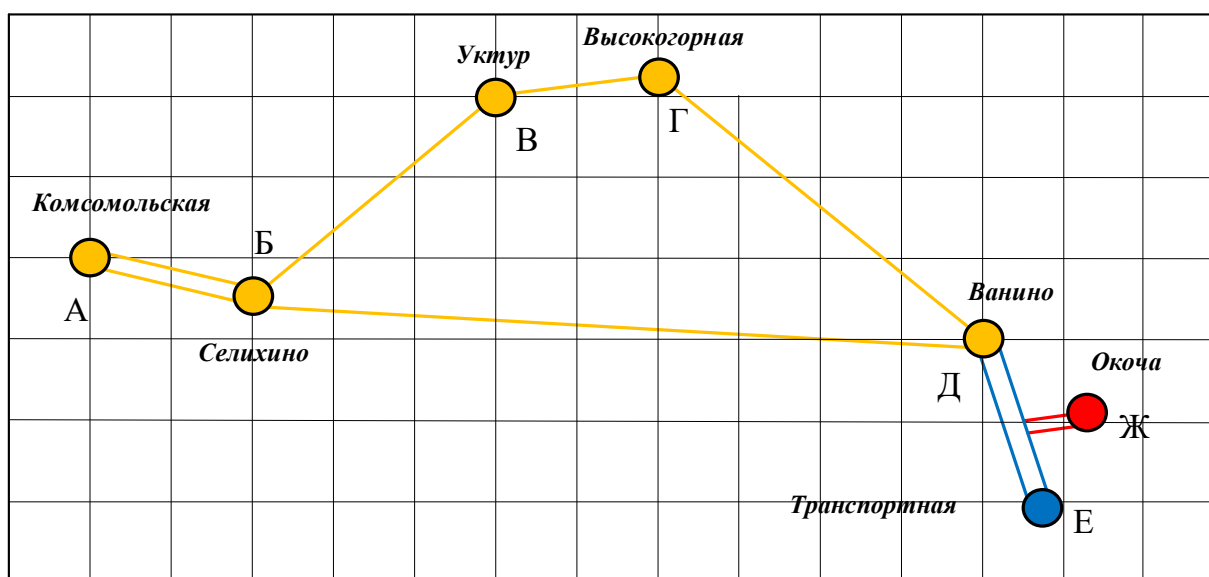


Рисунок 5 – Вариант конфигурации электрической сети № 2

Описание рисунка № 5 – подстанции Б, В, Г, Д имеют двухстороннее питание и являются проходными, связь осуществляется по кольцевой схеме. Подстанции Ж и Е являются тупиковыми, подстанция Ж питается с помощью отпайки. Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 2

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
Д-Е	2	39,7	7
ДЕ-Ж	2	40,2	

Суммарная длина линий составляет $l = 159,8$ км.

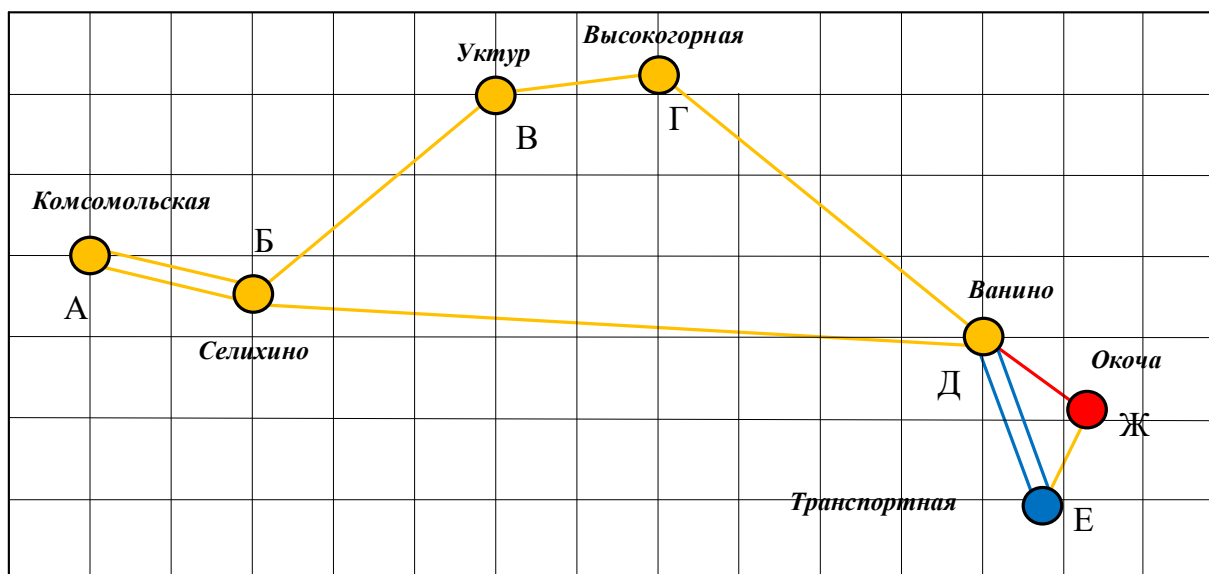


Рисунок 6 – Вариант конфигурации электрической сети №3

Описание рисунка № 6 – связь между источниками подстанциями Б, В, Г, Д, Е, Ж осуществляется по кольцевой схеме. Подстанции являются прохонами. Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 3

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
Д-Ж	1	37,413	8
Е-Ж	1	42,8	
Д-Е	2	39,7	

Суммарная длина линий составляет $l = 15,613$ км.

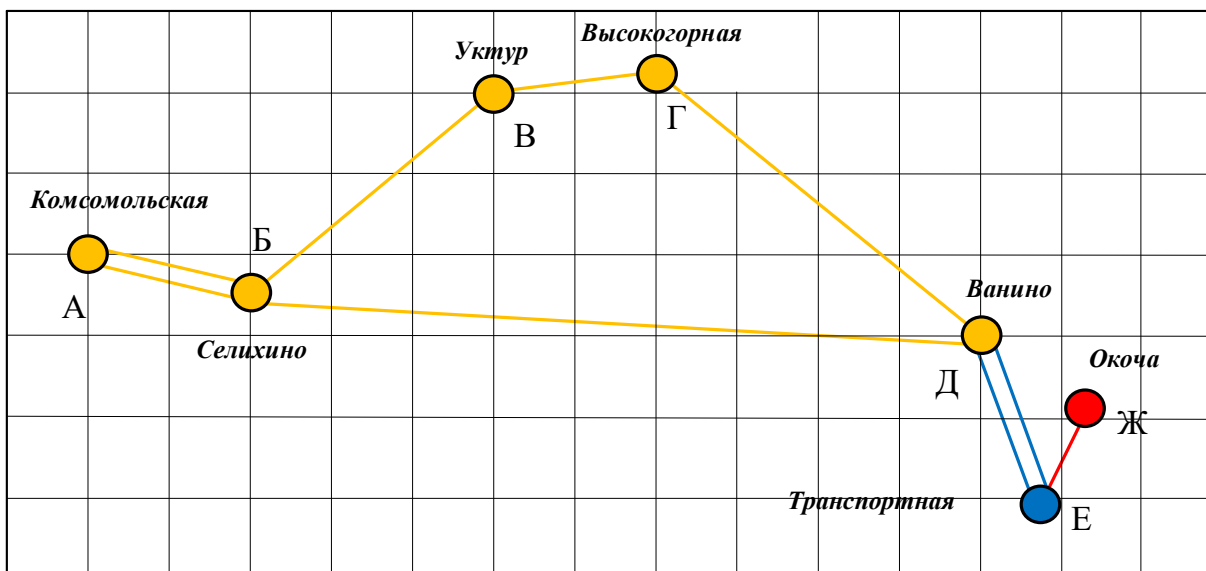


Рисунок 7 – Вариант конфигурации электрической сети № 4

Описание рисунка № 7 – подстанции Б, В, Г, Д имеют двухстороннее питание и являются проходными, связь осуществляется по кольцевой схеме. Подстанции Ж и Е являются тупиковыми. Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 4

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выключателей
Д-Е	2	39,7	8
Е-Ж	2	42,8	

Суммарная длина линий 110 кВ составляет $l = 165$ км.

Вариант конфигурации электрической сети №1 может считаться целесообразным с экономической точки зрения, но является не эффективным рассматривая со стороны надежности и качества электроснабжения, [10].

Поэтому выбираем конфигурацию электрической сети №1, которая заключается в строительстве ВЛ 110 кВ Ванино - Окоча.

2.3.1 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение проявляет значительное воздействие на технико-экономические показатели сети. Правильный выбор обеспечивает

эффективную работу проектируемой сети. При повышении номинального напряжения растут фундаментальные расходы на сооружение линий электропередачи и РУ ПС, а также наблюдается снижение потерь мощности, сечения проводов, эксплуатационных издержек, за счет уменьшения энергетических утрат. Длина линии и активная мощность являются основными факторами, от которых зависит номинальное напряжение.

Значительная задача при проектировании сети состоит в выборе номинального напряжения, так как от этого зависит эффективность работы электрической сети и весь предстоящий расчет.

Достаточно часто, в зависимости от протяженности и мощности нагрузки передачи целесообразны области применения электрических сетей разных номинальных напряжений.

Зачастую бывает, что рекомендуется участки сети целесообразно выполнить при различных номинальных напряжениях. От таких факторов как мощности нагрузок, удаленности подстанций от источников питания, их расположения относительно друг друга, способов регулирования напряжения, а также выбранной конфигурации сети зависит экономически целесообразное номинальное напряжение. Для определения ориентировочного значения необходимо знать длину линии каждого участка сети и поток передаваемой активной мощности. Потокораспределение принимается приблизительно, без учета потерь и зарядных мощностей.

Сеть меньшего номинального напряжения в основном по итогу получается несколько дешевле, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за более сложных схем соединений и увеличения потерь электроэнергии. При повышении напряжения облегчается дальнейшее развитие сети, снижаются потери мощности и электроэнергии, но увеличиваются затраты на сооружение сети.

Определим поток активной мощности на участках [13].

Рассчитаем потоки максимальной активной мощности по линиям электропередачи, МВт:

$$P_{ij} = \frac{P_{\max ij} \times (L_{ij} + L_{ij}) + P_{\max ij} \times L_{ij}}{L_{ij} + L_{ij} + L_{ij}}, \text{ МВт.} \quad (4)$$

В данной работе для выбора номинального напряжения в проектируемой сети рекомендуется формула Г.А. Илларионова:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ.} \quad (5)$$

где L – длина линии электропередач в одноцепном исполнении, км;
 P – передаваемая активная мощность по одной цепи линии, МВт.

Результаты расчета сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Номинальные напряжения

Номер варианта	Участок	Длина участка, км	Потоки максимальной активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6
2	А-Б	56,3	44,1	122,8	220
	Б-В	139,5	52,7	137,9	220
	В-Г	66,6	51,6	135,8	220
	Г-Д	191,8	49,1	136,1	220
	Д-Е	39,7	28,7	95,33	110
	Д-Ж	37,413	25,9	84,4	110

2.3.2 Компенсация реактивной мощности

Основным источником реактивной мощности в электрической сети являются генераторы. Предполагаемая реактивная мощность электростанций определяется в соответствии с номинальным коэффициентом мощности установленных на станции генераторов. Помимо этого, в системах широко применяются вспомогательные источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ), основным типом которых служат конденсаторные батареи.

В соответствии с приказом № 893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Значение предельно допустимого коэффициента принимаем равным 0,4, так как компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения. Для дальнейшего расчета требуется сравнить коэффициент с заданным, из которых выбрать наименьший.

Прежде, чем определить мощности устанавливаемых на подстанциях КУ, необходимо выбрать по какому коэффициенту мощности будет производиться выбор компенсирующих устройств. Это может быть балансирующий коэффициент $tg\varphi_{\text{бал}}$, выбирающийся из условия равенства коэффициентов мощности на шинах 10 кВ подстанции, либо экономический коэффициент $tg\varphi_{\text{бал}}$, обеспечивающий минимум суммарных потерь мощности в схеме. Значения для $tg\varphi_{\text{бал}}$ для каждого уровня напряжения приведены в задании.

Таким образом, нам необходимо найти экономически целесообразный коэффициент мощности, удовлетворяющий требованиям минимума суммарных потерь мощности в сети. Он получается путём сравнения $tg\varphi_{\text{бал}}$ с $tg\varphi_{\text{норм}}$ [10].

Выполняется расчет баланса реактивной мощности, в результате которого определяется балансирующий тангенс $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$.

$$Q_{\text{нб}} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{\text{max}.i} + \Delta Q_{T.E} + \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{\text{ВЛ}} - \Delta Q_{\text{СЛ}}). \quad (6)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей $k_{0(Q)} \approx 0,98$;

n – количество пунктов потребления электроэнергии;

$\Delta Q_{T.E}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_{\text{ВЛ}}$ – потери реактивной мощности в линии;

$\Delta Q_{\text{СЛ}}$ – реактивная мощность, генерируемая линией.

Потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах подсчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{T.E} = 0,1 \times \sum_{i=1}^n S_{\text{max}.i}. \quad (7)$$

где $S_{\text{max}.i}$ – максимальная мощность на подстанции, которая определяется по формуле:

$$S_{\text{max}.i} = \sqrt{P_{\text{max}.i}^2 + Q_{\text{max}.i}^2}. \quad (8)$$

Для сетей с номинальным напряжением 110 кВ целесообразен расчет потерь реактивной мощности и зарядной мощности линий. Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях 110 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная

генерация реактивной мощности $q_c=0,14$ МВар/км. При этом следует учитывать количество цепей воздушной линии.

Далее находим суммарную генерацию от источников питания и считаем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV\Sigma} = Q_{m\bar{o}} - Q_{Г.\Sigma}. \quad (9)$$

Если $Q_{KV\Sigma}$ окажется > 0 то необходимо выбрать КУ, если же $Q_{KV\Sigma}$ окажется ≤ 0 то установка КУ не требуется.

При известной суммарной мощности КУ можно найти балансирующий тангенс по формуле:

$$tg\varphi_{\text{бал}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n Q_{\text{max}.i} - Q_{KV\Sigma}\right)}{\sum_{i=1}^n P_{\text{max}.i}}. \quad (10)$$

Для дальнейших расчетов принимаем меньший из $tg\varphi_{\text{бал}}$ и $tg\varphi_{\text{норм}}$.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств для каждой подстанции. Мощности будут одинаковыми для двух схем, так как расчёт обеих схем происходит по $tg\varphi_{\text{норм}}$ для зимы и лета соответственно:

$$Q_{KVi}^3 = P_{\text{max}}^3 \times (tg\varphi_{\text{зад}.i} - tg\varphi_{\text{норм}}). \quad (11)$$

$$Q_{KVi}^{\text{Л}} = P_{\text{max}}^{\text{Л}} \times (tg\varphi_{\text{зад}.i} - tg\varphi_{\text{норм}}). \quad (12)$$

$$Q_{KVi}^{\text{Л}} = 36,4 \cdot 1,1 \cdot \frac{1}{2} \times (0,5 - 0,5) = 0$$

Установка компенсирующих устройств на подстанции Окоча не требуется.

2.3.3 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение

Сечение провода является одним из важных параметров линии. Затраты на сооружение линии электропередачи напрямую зависят от сечения провода. Сталеалюминиевые провода применяются в сетях и линиях электропередачи от 110 до 500 кВ, [13].

Выбор сечения проводов воздушных линий электропередачи 110 кВ выбираются с помощью экономических токовых интервалов. Производится проверка по нагреву длительно допустимым током.

Расчетное значение тока, текущего по линии, определяется по формуле:

$$I_p = I_{\max} \times \alpha_i \times \alpha_T. \quad (13)$$

где I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии,

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

α_T – коэффициент, учитывающий число использования максимальной нагрузки линии.

Максимальный ток в линии:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U \times n_{\phi}}, \quad (14)$$

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

U – напряжение на линии, кВ;

n_{ϕ} – число цепей линии.

Максимальный ток в линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}} \times n_{\text{ц}}}, \quad (15)$$

Данные, внесенные в таблицу 15, непосредственно были отображены из документаций АО «ДРСК».

Таблица 15 - Сечения линий (без учета коэффициента трассы)

Начало	Конец	Длина, км	Марка провода	U, кВ
Комсомольская	Селихино	56,3	АС-240/32	220
Селихино	Уктур	139,5	АС-300/39	220
Уктур	Высокогорная	66,6	АС-300/39	220
Высокогорная	Ванино	191,8	АС-300/39	220
Ванино	Транспортная	39,7	АС-300/39	110
Ванино	Окоча	37,413	АС-240/32	110

Можно сделать вывод, что при проверке на длительно допустимый ток все марки проводов выбраны правильно.

2.3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС Окоча

Исходными данными для выбора мощности силового трансформатора является некомпенсированная и средняя активная мощность. При условии наличия в составе нагрузки подстанции потребителей первой категории, то число трансформаторов должно быть не менее двух. Установка двух и более трансформаторов обосновывается специально, [9].

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

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \times K_{\text{онт}}}. \quad (16)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора;

P_{cp} – средняя активная мощность;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов;

$K_{opt} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Соответственно после выбора трансформаторов необходимо произвести проверку, которая осуществляется по следующим коэффициентам:

- 1) K_n – коэффициент загрузки в нормальном режиме, который определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{HECK}^2}}{n \times S_{тр.ном}}. \quad (17)$$

В состав нагрузки подстанции Окоча входят потребители первой категории, из чего следует принять число устанавливаемых трансформаторов равным двум.

- 2) $K_{n.a.}$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{n.a.} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{HECK}^2}}{S_{тр.ном}}. \quad (18)$$

Рассчитанные коэффициенты должны находиться в допустимых пределах:

$$K_n \leq 0,75; \quad K_{n.a.} \leq 1,4.$$

Итоги расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор силовых трансформаторов для разработанного варианта.

ПС	$P_{\text{ср}}$, МВА	Тип трансформатора	$K_{\text{н}}$	$K_{\text{п.а.}}$
Ж	30,333	ТДТН -25000/110	0,66	1,3

Выбираем трехфазный трёхобмоточный понижающий трансформатор типа ТДТН-25000/110 с номинальным напряжением на средней 35, на низкой стороне 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией масла и имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Замыкание между фазами, не предусмотренное нормальным режимом работы, называется коротким замыканием. При его возникновении происходит уменьшение сопротивления цепи, что вызывает увеличение токов в ветвях системы, а также снижение напряжения в узлах, значительно вблизи мест короткого замыкания [14].

При проверке и выборе электрических аппаратов расчет токов КЗ высокой точности результатов не требует, поэтому в данной выпускной квалификационной работе произведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Под системой E_c понимается приходящий ток короткого замыкания на шину ВН подстанции Окоча от подстанции Ванино. Исходная схема для расчета токов короткого замыкания показана в приложении А.

Расчет токов короткого замыкания представлен на рисунке 8.

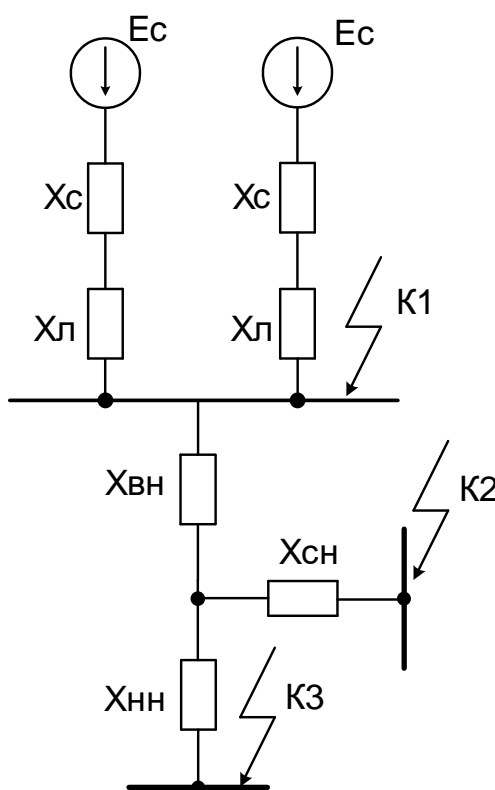


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения подстанции

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

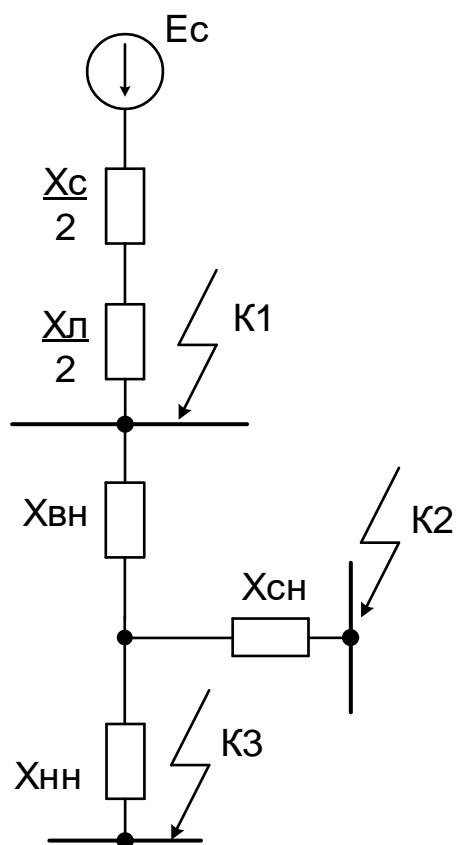


Рисунок 9 – Расчетная эквивалентированная схема замещения подстанции

В процессе расчета токов короткого замыкания определяются значения следующих параметров:

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания;

i_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Расчет произведем в относительных единицах. Базисная мощность принимается равной $S_6 = 100$ МВА.

ЭДС системы $E_c = 1$, а ЭДС на СН и НН не учитываем за неимением подпитки тока короткого замыкания.

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{Б.ВН} = 121 \text{ кВ}, \quad U_{Б.СН} = 38,5 \text{ кВ}, \quad U_{Б.НН} = 11 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле (с учетом эквивалентирования):

$$X_C^* = \frac{\left(\frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \times U_{Б.ВН} \times S_{КЗ}} \right)}{2}, \quad (19)$$

где $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания системы;

S_{σ} – базисная мощность.

$$X_C^* = \frac{\left(\frac{100}{\sqrt{3} \times 121 \times 2.16} \right)}{2} = 0,11, \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L^* = X_0 \times l \times \frac{S_{\sigma}}{U_{Б.ВН}}, \quad (20)$$

где $U_{Б.ВН}$ – базисное напряжение линии электропередачи;

Находим сопротивление линии для приходящей от Ванино (Г-Д) и отходящей до ПС Окоча (Д-Ж).

$$X_{Л.Г-Д}^* = 0,4 \times 15 \times \frac{100}{121^2} = 0,041 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л.Д-Ж}^* = 0,4 \times 15 \times \frac{100}{121^2} = 0,041 \text{ о.е.}$$

Для удобства эквивалентуем сопротивления линий по следующей формуле:

$$X_{Л}^* = \frac{(X_{Л.Г-Д}^* + X_{Л.Д-Ж}^*)}{2} . \quad (21)$$

$$X_{Л}^* = \frac{(0,041 + 0,041)}{2} = 0,041 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяем по следующим формулам:

-для обмотки ВН:

$$X_{ВН}^* = 0,005 \times (U_{к.ВН} + U_{к.ВС} - U_{к.СН}) \times \frac{S_{\delta}}{S_{тр}} . \quad (22)$$

$$X_{ВН}^* = 0,005 \times (17,5 + 10,5 - 6,5) \times \frac{100}{10} = 1,075 \text{ о.е}$$

-для обмотки СН:

$$X_{СН}^* = 0,005 \times (U_{к.ВС} + U_{к.СН} - U_{к.ВН}) \times \frac{S_{\delta}}{S_{тр}} . \quad (23)$$

$$X_{СН}^* = 0,005 \times (10,5 + 6,5 - 17,5) \times \frac{100}{10} = 0 \text{ о.е}$$

-для обмотки НН:

$$X_{НН}^* = 0,005 \times (U_{к.ВН} + U_{к.СН} - U_{к.ВС}) \times \frac{S_{\delta}}{S_{тр}} . \quad (24)$$

$$X_{НН}^* = 0,005 \times (17,5 + 6,5 - 10,5) \times \frac{100}{10} = 0,675 \text{ о.е}$$

где $U_{к.ВН}$ – напряжение короткого замыкания обмотки ВН;

$U_{k.CH}$ – напряжение короткого замыкания обмотки СН;

$U_{k.BC}$ – напряжение короткого замыкания обмотки ВС.

По факту отсутствия подпитки токов короткого замыкания на сторонах СН и НН трансформатора в связи с отсутствием потребителей, расчет сопротивлений нагрузок не производится.

Поэтому на данном этапе приступаем непосредственно к расчету токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{Б.ВН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{Б.ВН}}. \quad (25)$$

$$I_{Б.ВН} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 121} = 0,477, \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{Б.СН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{Б.СН}}. \quad (26)$$

$$I_{Б.СН} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 38,5} = 1,5, \text{ кА.}$$

Базисный ток для точки К3 определяется по формуле:

$$I_{Б.НН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{Б.НН}}. \quad (27)$$

$$I_{Б.НН} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 11} = 5,249, \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания для точки К1.

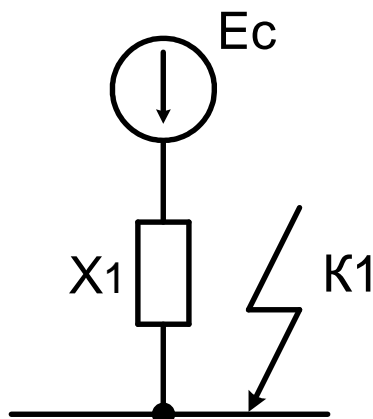


Рисунок 10 – Эквивалентная расчетная схема замещения подстанции для К1

Находим сопротивление X_1 эквивалентирова X_C и X_L по формуле:

$$X_1^* = X_C^* + X_L^* \text{ о.е.} \quad (28)$$

$$X_1^* = 0,11 + 0,041 = 0,151 \text{ о.е.}$$

Ток периодической составляющей рассчитываем по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} \times I_B \quad (29)$$

$$I_{по} = \frac{2}{0,151} \times 0,477 = 6,3, \text{ кА.}$$

Ток аperiodической составляющей рассчитываем по формуле:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times I_{по} \quad (30)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times 6,3 = 8,912, \text{ кА.}$$

Для того чтобы найти $i_{y\partial}$ необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных, либо производим расчет по следующей формуле:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (31)$$

где T_a – это постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Для $U=110$, $T_a=0,04$.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 1,779$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \times I_{по} \times K_{y\partial} . \quad (32)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \times 6,3 \times 1,779 = 15,853 \text{ кА}.$$

Подробный расчет токов КЗ приведен в приложении А.

Результаты расчета токов короткого замыкания в точках К2, К3 выполняются по такому-же принципу, разница только в эквивалентировании для СН и НН.

Результаты занесены в таблицу 17.

Таблица 17 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{ном}$, кВ	$I^{(3)}_{кз}$, кА	$I_{по}$, кА	T_a , с	$K_{уд}$	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К1	110	5,9	6,3	0,04	1,779	15,853	8,912
К2	35	3,6	3,1	0,02	1,607	7,798	4,384
К3	10	4,8	4,6	0,02	1,607	11,572	6,505

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС ОКОЧА 110/35/10 кВ

Проектирование электрической части подстанции представляет собой сложный процесс разработки и принятия решений по схеме электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению [9].

В выпускной квалификационной работе рассматриваются следующие части:

- Разработка однолинейной схемы подстанции;
- Конструктивное исполнение ПС Окоча;
- Выбор и проверка ошиновки РУ ВН;
- Выбор и проверка выключателей;
- Выбор и проверка разъединителей;
- Выбор и проверка трансформаторов тока;
- Выбор и проверка трансформаторов напряжения;
- Выбор и проверка ячеек КРУ;
- Выбор и проверка собственных шин и изоляторов РУ НН;
- Выбор трансформаторов собственных нужд;
- Выбор и проверка ОПН;
- Заземление ПС Окоча;
- Молниезащита ПС Окоча и оценка ее надежности.

4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

При проектировании электрической части подстанций определяющим фактором является выбор главной схемы, так как она определяет состав элементов и связей между ними [17].

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций рекомендуется следовать такими факторами как:

- типовые схемы рраспределительных устройств;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также требуется обеспечить необходимые условия при составлении главной схемы электрических соединений, такие как:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

В связи с тем, что на проектируемой подстанции будет применяться трехобмоточный трансформатор предусматривается 3 распределительных устройства.

РУ ВН – 110 кВ – выполнено по схеме ОРУ 110 кВ по схеме 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии, и рекомендуется на напряжение 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС питаемые по 2-м ВЛ. Данная схема полностью удовлетворяет требованиям.

РУ СН – 35 кВ – КРУ-СЭЩ-63, два отходящих присоединения, семь линейных выключателей.

РУ НН – вводное и отходящее присоединение будет выполняться ячейками КРУ-СЭЩ-59.

Трансформатор собственных нужд планируется устанавливать в ячейке КРУ.

Таблица 18 – Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

	РУ на ВН	РУ на СН	РУ на НН
1	2	3	4
Вид схемы РУ	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	КРУ-СЭЩ-63	КРУ-СЭЩ-59

Подробная однолинейная схема подстанции Окоча показана на 3 листе графической части.

4.2 Конструктивное исполнение ПС Окоча

На основании схемы развития энергосистемы, схем электроснабжения района и прочих работ по развитию электрических сетей разрабатываются схемы распределительных устройств подстанций, которые должны:

- Гарантировать коммутацию имеющегося числа высоковольтных линий, компенсирующих устройств, автотрансформаторов и трансформаторов при условии перспективы развития ПС;

- Гарантировать необходимую надежность работы РУ на основании условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников;

- Принимать во внимание требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

- Схемы распределительных устройств должны позволять вывод аппаратов и отдельных выключателей в ремонт;

- Гарантировать безопасность и возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;

- Обеспечивать требования экономичности и компактности, наглядности и удобства эксплуатации.

Конструктивное исполнение подстанции начинаем с выбора распределительных устройств на сторонах ВН, СН, НН.

1 ВН 110 кВ выполнена открытым распределительным устройством, на котором применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, предусматривается установка измерительных трансформатора напряжения типа НАМИ 110-УХЛ1, имеющий каскадную конструкцию; трансформатора тока ТОГФ-110Ш-600/5УХЛ; силового трансформатора ТДТН 25000/110 УХЛ1. Также схема РУ является экономически выгодной за счет количества выключателей и обладает требуемой надежностью.

2 СН 35 кВ выполнена комплектным распределительным устройством наружной установки КРУ-СЭЩ-63, применяется жетская ошиновка,

коммутационные аппараты расположены на выкатных элементах, предусматривается установка трансформатора тока типа ТОЛ-СЭЩ-35-УХЛ1; трансформатора напряжения НАМИ-35; вакуумных выключателей ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000, согласно комплектации КРУ). Конструкция включает в себя фарфоровую изоляцию и имеет следующие особенности:

- Ячейка КРУ имеет шкафную конструкцию одностороннего обслуживания, включает в себя выключатель, сборные шины и высоковольтное оборудование линии 35 кВ;

- Возможность распространения аварийной ситуации в соседней ячейке исключается т. к. ячейки, в составе со сборными шинами, полностью изолированы друг от друга;

- Уменьшить габариты ячеек и препятствовать распространению дуги вдоль сборных шин позволяет то, что сборные шины покрыты твердой изоляцией, помимо контактов на ответвление;

- КРУ оснащается оптоволоконной дуговой защитой, либо высокочувствительной дуговой защитой с использованием фототиристоров;

- В КРУ возможно автоматическое регулирование температуры и влажности.

3 НН 10 кВ выполнена комплектным распределительным устройством наружной установки КРУ-СЭЩ-59. Конструктивное исполнение шкафов КРУ допускает возможность установки тележек с выключателем, а также трансформатором напряжения или с разъединяющими контактами с перемычкой в рабочем, контрольном положении и выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта. Не позволяют вкатывать или выкатывать тележку при включенном выключателе, включать заземляющий разъединитель при рабочем положении тележки и вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе блокировочные устройства, которые входят в состав КРУ. Предусматривается установка вакуумных выключателей типа ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000, трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ1,

трансформаторов напряжения НАМИ -10, опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2УХЛ1 [18].

4.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

Осуществляем выбор гибких шин на ОРУ 110 кВ.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс} \quad (33)$$

Принимаем сечение по допустимому току (АС – 240/32). Выполняем проверку.

$$605 \geq 35, \text{ А.}$$

Условие проверки соблюдается.

Согласно ПУЭ, проверка на термическое действие КЗ не ведется, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при $I_{кз}^{(3)} \geq 20$ кА. В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 3,2 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Определим критическую напряженность электрического поля по формуле:

$$E_o = 30,3 \times m \times \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right), \quad (34)$$

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

r_o – радиус провода;

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

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \times U}{D_{cp} \times \lg \frac{r_o}{r_o}}, \quad (35)$$

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

$$E = \frac{0,354 \times 220}{1,2 \times \lg \frac{500}{1,2}} = 10,759, \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию:

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

$$1,07 \times 10,4 \leq 0,9 \times 31,63,$$

$$11,128 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-240/32 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

4.4 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтным выключателем называется аппарат, предназначенный для включения и отключения высоковольтных цепей в нормальных и аварийных режимах работы электроустановок.

К выключателям предъявляются следующие требования:

- способность отключать ток любой величины;
- пригодность для автоматического повторного включения (АПВ);
- безопасность и надежность в процессе эксплуатации;
- быстрота действия т.е минимальное время отключения;

- незначительные габариты и масса;
- удобство транспортировки, простота монтажа и эксплуатации;
- сравнительно невысокая стоимость.

Требование надежности является одним из самых важных, так как от надежной работы выключателем зависит надежность работы электроустановки и даже всей системы.

Минимальное время отключения, т.е. быстродействие выключателя весьма желательно по следующим соображениям:

- уменьшается термическое воздействие тока КЗ на элементы электроустановки, по которой он протекает;
- снижается риск передачи аварии на другие электроустановки;
- повышается устойчивость параллельной работы трансформаторов и линий электропередачи;
- снижается риск поражения током от прикосновения при однофазном КЗ.

4.4.1 Выбор выключателей на ВН 110 кВ

Проводим выбор выключателей 110 кВ на ПС Окоча:

- по напряжению установки, кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (36)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- по длительному току, кА:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (40)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток одного трансформатора, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ, кА.

$$I_{\max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} . \quad (37)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора, МВА;

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

$$I_{\max} = 1,35 \frac{10}{\sqrt{3} \times 110} = 0,071, \text{ кА.}$$

$$71 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

– по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{ном.откл}} , \quad (38)$$

где $I_{\text{по}}$ – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$5,900 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

На стороне 110 кВ предварительно выбираем элегазовые выключатели типа ВГТ-110-40/2000-УХЛ1.

Проверка данного выключателя [1]:

1) По термической стойкости выключателя:

$$B_k = I_{\text{п.о.}}^2 \times (t_{\text{отк}} + T_a) , \quad (39)$$

где $t_{\text{отк}}$ – собственное время отключения выключателя с учётом РЗ, с;

T_a – степень селективности РЗ, с.

$$B_k = 5,900 \times (2,5 + 0,02) = 14,87 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \times t_{\text{терм}} , \quad (40)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина), кА;

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина), с.

$$B_{к.ном} = 4800 \text{кА}^2 \text{с}.$$

2) По возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times \beta_n \times I_{откл.ном}, \quad (41)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n=40\%$;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times 0,40 \times 40 = 22,63 \text{кА}$$

3) По отключающей способности, кА:

на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл.ном} \quad (42)$$

$$5,900 \text{кА} \leq 40 \text{кА}.$$

3) По включающей способности, кА:

$$I_{по} \leq I_{вкл}, \quad (43)$$

$$5,900 \text{кА} \leq 40 \text{кА}.$$

4) По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв}, \quad (44)$$

$$15,853 \leq 102 \text{ кА.}$$

Ударный ток берётся на основании расчётов токов короткого замыкания из таблицы 16, для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчёте. Сравнение параметров представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры выключателя 110 кВ ВГТ-110-40/2000-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,9 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{но}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,9 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 15,853 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,9 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 15,853 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14,87 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$
$i_{a.ном} = 22,63$	$i_a = 8,912$	$i_{a.ном} \geq i_a$

4.4.2 Выбор выключателей на СН 35 кВ

Для установки на КРУ 35 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-П-35-20/1000 (согласно комплектации КРУ).

Максимальный рабочий ток по формуле:

$$I_{\max} = 1,35 \frac{10}{\sqrt{3} \times 35} = 0,223, \text{ кА.}$$

$$223 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЦ-П-35-20/1000.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 223 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{но}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,798 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,1 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,798 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,812 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$
$i_{а.ном} = 22,63$	$i_a = 4,384$	$i_{а.ном} \geq i_a$

Как видно из результатов, выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4.3 Выбор выкатных выключателей на НН 10 кВ

В выбранном комплектном распределительном устройстве установлен вакуумный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2500 на 10 кВ, предназначенный для коммутации номинальных токов, а также отключения токов коротких замыканий в распределительных электрических сетях и системах электроснабжения 6-10 кВ. Основная базовая модель выключателя включает в себя:

- корпус выключателя, представляющего собой "сосуд под давлением", заполненный элегазом, в состав которого входят все три полюса, под низким избыточным давлением (0,15 МПа или 1,5 атм.);
- механического привода типа RI;

- передней панели привода с рукояткой для ручного взвода пружин и индикаторами состояния пружины и выключателя;
- высоковольтных силовых контактных площадок;
- многоштырьевое разъема для подключения цепей вторичной коммутации. Дополнительно выключатели ВВУ могут оснащаться:
 - шасси для стационарной установки с фиксирующими устройствами;
 - механизмом для блокировки выключателя в положении "отключено" с помощью замка, установленного на панели управления;
 - клеммами для подключения датчика давления, установленными на крышке корпуса.

Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ 10 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6 – 10 кВ. Выключатели применяются для реконструкции шкафов КРУ, которые находятся в эксплуатации, помимо этого для вновь разрабатываемых КРУ. В любом случае установка серии ВВУ-СЭЩ 10 выключателей и допуск их в эксплуатацию согласовывается с предприятием-изготовителем.

Разработка вакуумных коммутационных аппаратов – является передовой технологией в аппаратостроении. Преимущество вакуумных выключателей заключается в способе охлаждения и деионизации дуги. В выключателях старого поколения, в качестве дугогасительной среды используют масло, воздух или элегаз, в то время как в вакуумных выключателях средой является вакуум.

Произведем его проверку. В данном курсовом проекте выбор выключателей будем производить по двум важнейшим параметрам:

- по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{ном} \leq I_{ном}$, $I_{мах} \leq I_{ном}$.

Проверяем по максимально рабочему току.

Таблица 21 – Параметры выключателя 10 кВ ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 779 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,6 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{но}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,6 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 6,739 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{y\delta}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,6 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 11,572 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 11,592 \text{ кА}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$
$i_{a.ном} = 22,63$	$i_a = 6,505$	$i_{a.ном} \geq i_a$

4.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединителем называется контактный коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока т.е для создания видимого разрыва и изолирования части системы от смежных частей (электроустановки, отдельные аппараты), находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают:

- по конструктивному выполнению;
- роду установки и номинальным характеристикам (напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ).

Выбор разъединителей осуществляется аналогично выключателям, но без проверок на отключающую способность.

На стороне 110 кВ к установке принимаются разъединители марки РГ-СЭЩ 110/1000-УХЛ1.

Результаты расчета представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.макс}$
$I_{скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,798 \text{ кА}$	$I_{скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14,87 \text{ кА}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока называется электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до более удобных для измерительных приборов учета и реле значений, для обеспечения передачи сигнала измерительной информации приборам защиты, автоматики, сигнализации и управления, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

В зависимости от назначения цепи и от напряжения трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где осуществлены выключатели (по одному комплекту).

Выбор ТТ производится: по номинальному напряжению; по первичному и вторичному токам; по роду установки (внутренняя, наружная); по конструкции и классу точности; проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Приступам к выбору ТТ.

Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (45)$$

Выбор по току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, I_{max} \leq I_{ном} \quad (46)$$

Так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей, номинальный ток должен быть приближен к рабочему току.

$$B_k \leq I_{ном}^2 t_m, \quad (47)$$

где t_m – время термической стойкости, величина справочная;
по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (48)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} \quad (49)$$

где $I_{2НОМ}$ – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ A}$;

$S_{2НОМ}$ – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2НОМ} = \frac{30}{5^2} = 1,2, \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2 \quad (50)$$

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (51)$$

Перед выбором трансформаторов тока (ТТ), требуется определить тип и число измерительных приборов, включаемых во вторичную цепь, иметь данные о длине и сопротивлении контактов, с целью обеспечения заданного класса точности. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выбор измерительных приборов на ОРУ 110 кВ приведен в таблице 23. Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	7КТ1 1	2	2	2
Ваттметр	7КТ1 30	5	-	5
Варметр	7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ				
ИТОГО		14,4	4,4	14,4

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПП}} + r_{\text{К}} \quad (52)$$

$$r_{\text{ПП}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (53)$$

где $r_{\text{ПП}}$ – сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}. \quad (54)$$

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

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576, \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПП}} = 1,2 - 0,576 - 0,1 = 0,524, \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{\text{ПП}}} \quad (55)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 100 \text{ м;}$$

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \times 100}{0,62} = 5,4, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{q} \tag{56}$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 100}{6} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,57 + 0,47 + 0,1 = 1,14, \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 600-1200 \text{ А}$	$I_p = 71 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 1,14 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$B_k = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 14,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 45-170 \text{ кА}$	$I_{yд} = 15,853 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{yд}$

На стороне СН 35 кВ выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-УХЛ1

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО		4,4	4,4	4,4	
Варметр	Ввод 35 кВ	7КТ1 30	5	-	5
Ваттметр		7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
ИТОГО		14,4	4,4	14,4	

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (57)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (58)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (59)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5$ А, [20].

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576, \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}. \quad (60)$$

$$Z_{2ном} = \frac{20}{25} = 0,8, \text{ Ом.}$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПП} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13, \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{np}} \quad (61)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 6 \text{ м;}$$

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \times 6}{0,13} = 1,31, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{q} \quad (62)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 18.

По результату расчета наблюдаем, что ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35$ кВ	$U_p=35$ кВ	$U_p \leq U_n$
$I_n=2000$ А	$I_{p.max} = 223$ А	$I_p \leq I_n$
$Z_{2НОМ} = 0,8$ Ом	$Z_2 = 0,44$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 102$ кА	$I_{y\delta} = 7,798$ кА	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$B_{кн} = 4800$ кА ² с	$B_{кр} = 7,812$ кА ² с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-УХЛ1.

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод	7КТ1 1	2	2	2
Варметр		7КТ1 30	5	-	5

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	
Ваттметр	10 кВ	7КТ1 30	5	-	5	
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4	
ИТОГО			14,4	4,4	14,4	
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2	
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4	
Счетчик РЭ						
ИТОГО				4,4	4,4	4,4

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (63)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (64)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (65)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5$ А, [20].

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576, \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}. \quad (66)$$

$$Z_{2ном} = \frac{20}{25} = 0,8, \text{ Ом.}$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПП} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13, \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{np}} \quad (67)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,

$$l = 6 \text{ м;}$$

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \times 6}{0,13} = 1,31, \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{q} \quad (68)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 28.

По результату расчета наблюдаем, что ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=10$ кВ	$U_p=10$ кВ	$U_p \leq U_n$
$I_n=2000$ А	$I_{p.max} = 779$ А	$I_p \leq I_n$
$Z_{2НОМ} = 0,8$ Ом	$Z_2 = 0,44$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 102$ кА	$I_{уд} = 6,739$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_{кн} = 4800$ кА ² с	$B_{кр} = 11,592$ кА ² с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для понижения высокого напряжения до стандартных значений и обеспечивают, питание приборов учета электроэнергии, релейных (микропроцессорных) защит и автоматики [4].

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (69)$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (70)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В · А.

Подключаемая нагрузка к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность, на что указывает второе условие.

Класс точности для питания счетчиков принимаем равным 0,2.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \times \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \times \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (71)$$

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (72)$$

На стороне 110 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-110-УХЛ1. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты сводим в таблицу 29.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет каскадную конструкцию, включает в себя две ступени в фарфоровых корпусах, каждая из которых имеет два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Предназначен данный трансформатор напряжения для установки в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи измерительной информации приборам измерения, защиты, сигнализации и управления. Является устойчивым к дуговым разрядам и токам короткого замыкания.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	4	0,1	2	0,8
Счетчик РЭ					
Итого					34,8

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчётных данных НАМИ-110-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100$ ВА	$S_p = 34,8$ ВА	$S_p \leq S_n$

Производим выбор трансформатора тока для стороны СН 35 кВ.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на СН 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	20	0,1	2	4,0
Счетчик РЭ					
Итого					38

Для стороны СН 35 кВ производим выбор трансформатора напряжения типа НАМИ-35.

Класс точности для питания счетчиков принимаем равным 0,5.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных НАМИ-35-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100 \text{ ВА}$	$S_p = 38 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Производим выбор трансформатора тока для стороны НН 10 кВ.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	20	0,1	2	4,0
Счетчик РЭ					
Итого					38

Для стороны НН 10 кВ производим выбор трансформатора напряжения типа НАМИ-10.

Класс точности для питания счетчиков принимаем равным 0,5.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчётных данных НАМИ-10-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 100 \text{ ВА}$	$S_p = 38 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

4.8 Выбор и проверка ячеек КРУ

КРУ – комплектные распределительные устройства предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока. В состав распределительного устройства входят закрытые металлические шкафы, в которые смонтированы коммутационные аппараты, устройства автоматики и защиты. Преимущества КРУ привели к полному вытеснению РУ старого типа.

4.8.1 Выбор КРУ 35 кВ

На СН выбираем закрытое распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, предназначенное для распределения и приема электроэнергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 35 кВ, как говорилось выше.

Производится распределительное устройство закрытого типа 35 кВ в виде блочно-модульного здания со встроенными в него КРУ-СЭЩ-63. Комплекс включает в себя отдельные шкафы со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, автоматики и релейной защиты.

Таблица 35 – Основные параметры ЗРУ серии КРУ СЭЩ-63-УХЛ1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	1000
Номинальный ток сборных шин	1000
Ток термической стойкости	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ	64
Виды линейных высоковольтных подсоединений КРУ	Шинные, кабельные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

4.8.2 Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Применение КРУ способствует правильному получению и распределению энергии разного вида, а также ускорению монтажа распределительного устройства. Так как все части, находящиеся под напряжением, защищены металлическим кожухом КРУ является безопасным в обслуживании.

Между токоведущими частями в КРУ в качестве изоляции используются воздух, инертные газы, твердая изоляция, пирален, масло.

В КРУ применяются обычные аппараты или специально предназначенные для них, иногда возможно их общее применение. Например, для КРУ 6 – 10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей – втычные контакты.

Шкаф КРУ разделен на отсеки несгораемыми перегородками: находящегося на выдвижной тележке; сборных шин, линейного ввода, релейного шкафа.

КРУ должны гарантировать стойкость сквозным токам короткого замыкания, выдерживать номинальный ток электродинамической стойкости, при включенном положении аппаратов, а также обеспечивать в течение 3 с обеспечивать прохождение номинального тока термической стойкости.

В данной работе исследуем установку КРУ в закрытом помещении станции. Распределительные устройства набирают из отдельных шкафов КРУ со встроенными в них электрическими аппаратами.

К установке принимаем КРУ серии КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1. Устройство комплектное распределительное 6-10 кВ на токи 630-3150 А серии К-59. КРУ серии К-59 имеет усовершенствованные эксплуатационные характеристики и обладает разного рода климатическими исполнениями как наружной, так и внутренней установки в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации:

- ХЛ1 для установки на открытом воздухе, с внешней оболочкой, с утеплителем.

Назначение и область применения:

Предназначены для приема и распределения электрической энергии частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ и комплектования:

- распределительных устройств подстанций различного назначения, в т.ч. подстанций сетевых;
- подстанций для объектов промышленности;
- подстанций нефтепромыслов;
- подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей и т.д

Основные параметры, технические данные и характеристики КРУ приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Параметры и характеристики КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1

Параметры	КРУ-СЭЩ-59 У1
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	1000
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости шкафа, кА	81
Ток термической стойкости в течении 3 сек, кА	31,5
Вид изоляции	воздушная
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЩ
Дуговая защита	Фототиристор и конечные выключатели двухсткпенчатые
Применение инвентарных подставок для оперирования выкатным элементом	нет
Установка приборов	На поворотном блоке в релейном шкафу

4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

4.9.1 Выбор жесткой ошиновки

Максимальный ток на стороне СН в послеаварийном режиме:

$$I_{\max} = 223 \text{ А};$$

Сечение шин определяем по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \times \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_0}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0.\text{ном}}}}, \quad (73)$$

где $\Theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура для неизолированных проводов и окрашенных шин, равная $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

ϑ_0 – действительная температура воздуха, принимаем $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;

$\vartheta_{0.\text{ном}}$ – номинальная температура эксплуатации шин, равная $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На средней стороне выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 60 \times 6 \text{ мм}; S = 360 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 870 \text{ А.}$$

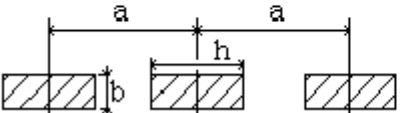
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$

Рисунок 11 – алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т

Тогда:

$$I_{\text{доп}} = 870 \times \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 710 \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \leq q$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{7,6}}{82} = 33,62 \text{ мм}^2,$$

где $C = 82$ – для АД31Т;

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц:

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{f}} \times \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (74)$$

где J – момент инерции шины, см^4 ;
 q – поперечное сечение шины, см^2 .

$$J = \frac{b \times h^3}{12}, \quad (75)$$

$$J = \frac{0,6 \times 6^3}{12} = 10,8 \text{ см}^4.$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{200} \times \sqrt{\frac{10,8}{3,6}}} = 1,22 \text{ м}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,22 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{i_{y0}^2}{a}, \quad (76)$$

где i_{y0} – ударный ток на шине, А;
 a – расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{2.585^2}{1} = 7,43 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{дон}$, для материала шины АД31Т = 89 МПа), определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \times l_{np}^2}{10 \times W_{\phi}}, \quad (77)$$

где l_{np} – длина пролета между опорными изоляторами, м;

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

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (78)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,6 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{7,43 \times 1^2}{10 \times 3,6} = 0,385 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{доп} = 89$

Таблица 37 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-65.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 223 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 2,585 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 2,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУ 35 кВ по жесткой ошиновка прошла проверку

На низкой стороне выбираем алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т:

$$d = 60 \times 10 \text{ мм}; S = 600 \text{ мм}^2; I_{доп.ном} = 1155 \text{ А}.$$

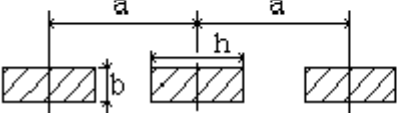
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$

Рисунок 12 – алюминиевые однополосные шины прямоугольного сечения марки АД31Т

Допустимый ток для данного сечения по формуле:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \times \sqrt{\frac{Q_{\text{доп}} - Q_0}{Q_{\text{доп}} - Q_{\text{норм}}}}, \quad (79)$$

$$I_{\text{доп}} = 1155 \times \sqrt{\frac{70 - 40}{70 - 25}} = 943, \text{ А.}$$

Сечение шин проходит по допустимому току.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (80)$$

где $C = 82$ – для алюминиевых шин и кабелей

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{19,729 \times 10^3}}{82} = 1,54, \text{ мм}^2.$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шин будет превышать 200 Гц, по формулам:

$$J = \frac{b \times h^3}{12}, \quad (81)$$

$$J = \frac{1 \times 6^3}{12} = 18, \text{ см}^4.$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{l^2} \times \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (82)$$

$$l_f = \sqrt{\frac{173,2}{2^2}} \times \sqrt{\frac{18}{6}} = 8,66, \text{ м.}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 8,66 м.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины по формуле:

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{i_{y\partial}^2}{a}, \quad (83)$$

где $i_{y\partial}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a – расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{6739^2}{0,8} = 9,832, \text{ Н/м.}$$

Определяем момент сопротивления по следующей формуле:

$$W_\phi = \frac{b \times h^2}{6}, \quad (84)$$

$$W_\phi = \frac{1 \times 6^2}{6} = 6, \text{ см}^3.$$

Определяем напряжение в проводе по следующей формуле:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{i_{y\partial}^2 \times l^2}{W_\phi \times a}, \quad (85)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{6739^2 \times 2^2}{6 \times 0,8} = 0,655, \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 40$ МПа, шины механически прочны.

В КРУ 10 и 35 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо осуществить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;

Для удобства сведем в таблицу расчетные и каталожные данные. Сопоставление данных для КРУ 10 кВ в таблицу 38.

Таблица 38 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 779 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,739 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 19,729 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУ 10 кВ по жесткая ошиновка прошла проверку.

4.9.2 Выбор и проверка опорных изоляторов

Выбираются опорные изоляторы по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (86)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (87)$$

Требуется проверка изолятора на механическую прочность.

Действующая на изгиб максимальная сила определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (88)$$

Для шин 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб по формуле 82:

$$F_{доп} = 0,6 \times 12000 = 7500 \text{ Н};$$

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Действующая на изгиб максимальная сила определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \times \frac{6739^2}{0,8} \times 2 \times 10^{-7} = 19,665, \text{ Н.}$$

Проверка: $F_{расч} \leq F_{доп}$

Таким образом, ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению, допустимому току и допускаемой механической нагрузке.

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (89)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}; \quad (90)$$

$$I_{ном} \geq I_p, \quad (91)$$

Для КРУ 10 кВ, согласно с комплектацией, выбираем проходные изоляторы ИППУ 10/4000-30-А4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб по формуле 85:

$$F_{доп} = 0,6 \times 30000 = 18000 \text{ Н};$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб по формуле:

$$F_{расч} = 0,5 \times \sqrt{3} \times \frac{i_{yo}^2}{a} \times l \times 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 0,5 \times \sqrt{3} \times \frac{6739^2}{0,8} \times 2 \times 10^{-7} = 9,832 \text{ , Н.}$$

$$\text{Проверка: } F_{расч} \leq F_{доп}.$$

4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

В зависимости от типа подстанции и электрооборудования, мощности трансформаторов зависит выбор типа трансформатора собственных нужд (ТСН).

В состав потребителей собственных нужд подстанции входят: система охлаждения трансформаторов, оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение и освещение подстанции, система пожаротушения. Собственные нужды подстанции требуется обеспечивать питанием двух источников, которые будут друг друга резервировать, так как они относятся к потребителям первой категории.

Мощность, потребляемая для собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается исходя из нагрузок на собственные нужды.

Таблица 39 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт·п	Всего		P _{уст.} , кВт	Q _{уст.} , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДН-25000/110 У1	22,4	22,4	0,85	22,4	14,2
Подогрев КРУ 10 кВ	-	10	1	10	-
Отопление и освещение	-	30	1	30	-
Освещение ОРУ	-	5	1	5	-
Итого				82,4	14,2

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (92)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{22,4^2 + 14,2^2} = 66,892, \text{ кВА.}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (93)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{66,51}{1,4} = 47,51, \text{ кВА.}$$

Выбирает трансформатор собственных нужд с запасом.

Принимаем два трансформатора марки ТМ – 250/10.

4.11 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

Согласно пункту 4.2.133 ПУЭ защита силовых трансформаторов и иного оборудования подстанции от волн перенапряжений осуществляется определенными ограничителями (ОПН).

ОПН называются разрядники, у которых отсутствуют искровые промежутки, предназначенные для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных перенапряжений.

Характеристиками ограничителя перенапряжения (ОПН) являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

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

$$U_{н.р.} = 1,15 \times U_{ном.сети}, \quad (94)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \times 220 = 253, \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (95)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{253}{1,48} = 102,1, \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П-110/73/10/2УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,75 кДж/кВ, 2 класс энергоемкости.

Осуществляем выбор ОПН для СН 35 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 35 = 38,5, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{38,5}{0,9} = 42,78, \text{ кВ.}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-П1-35/44/10/2 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

Осуществляем выбор ОПН для НН 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \times 10 = 11, \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{11}{0,9} = 12,3, \text{ кВ.}$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-Ф-10/12,7/1 УХЛ1.

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж/кВ, 1 класс энергоемкости.

4.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС Окоча

С целью защиты обслуживающего персонала от опасных перенапряжений прикосновения устанавливается защитное заземление. При таком исполнении заземления все металлические части электроустановок,

которые находятся без напряжения, но имеющие вероятность под ним оказаться должны надежно соединяться с землей.

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

Рабочим называется заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки, к которому относится заземление дугогасящих катушек и нейтралей трансформаторов. При отсутствии рабочего заземления выполнение функций аппаратом ограничено, либо нарушается режим работы электроустановки.

С помощью искровых промежутков, ОПН, стержневых и тросовых молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям применяется грозозащита с целью защиты оборудования от повреждения ударом молнии.

Как правило, одно заземляющее устройство используют для выполнения всех трех типов заземления. Для выполнения заземления используют искусственные и естественные заземлители, в качестве последних применяют водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землей, свинцовые оболочки кабелей, подземные металлические сооружения. От естественных заземлителей требуется связь с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должно отвечать условию $R < 0,5$ Ом [11].

4.12.1 Заземление ПС Окоча

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил

за границы оборудования по 2 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2;$$

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

$$d = 16 \text{ мм}$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2; \quad (96)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{Т.С.} = \sqrt{\frac{I_{МЭК}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2, \quad (97)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время действия релейной защиты при его отключении;
 $\beta = 21$ (для стали) - коэффициент термической стойкости.

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{СР} \cdot (d + S_{СР}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2 \quad (98)$$

$$\text{где } S_{СР} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \quad (99)$$

где $T = 240$ мес - период пользования за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (100)$$

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

Проверка выполнения условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (101)$$

$$F_{M.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм.}$$

Расстояние между полосами принимаем равным 8 м: $l_{П-П} = 8 \text{ м}$.

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м}; \quad (102)$$

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

Рассчитаем число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69; \quad (103)$$

Принимаем: $m = 8$

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м};$$

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

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

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (105)$$

Принимаем: $n_B = 31$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (106)$$

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

Выбираем глубину заложения заземлителей:

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

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаем: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (107)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (108)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (109)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по

формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия;

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (110)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3792}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 2,01;$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (111)$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

4.12.2 Молниезащита ПС и оценка её надежности

Молниезащита - это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и оборудования от возможных взрывов, пожаров и разрушений, возникающих при воздействии молнии. Защита электрооборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов

Нормируется два вида зон:

Зона А- надежность зоны должна быть более 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- надежность зоны должна быть более 0,95 и $U > 500$ кВ.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 110 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110 кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

Т.к. в данной ВКР высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (119)$$

где h_0 - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (112)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (113)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов М3 и М4, установленных на прожекторных мачтах. $h=31,75$.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110кВ.
 $h_x=11,35 \text{ м}$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М1 и М2.

Результаты расчета приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 220кВ, М	Трансформатор, М	Земля, М
1	2	3	4
М1	6,36	14,03	20,54

Продолжение таблицы 40

М2			
М3	18,7	26,14	32,45
М4			

Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе в графической части.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы [20]. К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземлённой нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Шкаф защит трансформатора «ШЭ 2607 041» предназначен в качестве резервной и основной защиты трехобмоточного трансформатора.

Данный комплекс осуществляет функции резервных и основных защит трансформатора и включает в себя: максимальную токовую защиту стороны СН с пуском по напряжению (МТЗ СН), токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП), максимальную токовую защиту стороны высокого напряжения с пуском по напряжению (МТЗ ВН), дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ), максимальную токовую защиту стороны низкого напряжения первой секции с пуском по напряжению (МТЗ НН1), максимальную токовую защиту с низкой стороны с пуском по напряжению (МТЗ НН2), защиту от перегрузок (ЗП), токовое реле для блокирования РПН при перегрузке, токовые реле для включения охлаждения, реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, реле минимального междуфазного напряжения сторон СН, НН1 и НН2, для блокировок РПН, реле максимального напряжения обратной последовательности со стороны НН1, СН и НН2 для пуска по напряжению МТЗ НН, МТЗ ВН, МТЗ НН2, МТЗ НН1, стороны высокого напряжения трансформатора УРОВ [19].

5.1 Релейная защита силового трансформатора на ПС Окоча

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «БЭ2704VO41» для защиты трансформатора ТДТН-25000/110 со схемой соединения обмоток Y/ Y / Δ -11-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – треугольник
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Диапазон регулирования РПН: $\pm 9 \cdot 1,78\%$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора, $t_{\max} = 2,5$ с.

Таблица 41 – Токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К1)	$I_{\kappa 1}^{(3)} = 3200 A$
На стороне 35 кВ (К2)	$I_{\kappa 2}^{(3)} = 1180 A$
На стороне 10 кВ (К3)	$I_{\kappa 2}^{(3)} = 2787 A$

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

$$I_{\kappa 2}^{(3)BH} = \frac{I_{\kappa 2}^{(3)}}{K_m}, \quad (113)$$

где $I_{\kappa 2}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах СН (в точке К2);

K_m – коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений

По формуле (146) ток трёхфазного короткого замыкания на шинах СН (точка К2), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_K^{(3)} = 223, \text{ А.}$$

По формуле (146) ток трёхфазного короткого замыкания на шинах НН (точка К3), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_K^{(3)} = 778, \text{ А.}$$

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением шкафа «ШЭ 2607 041». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду [20].

Методика выбора трансформаторов тока и расчёт номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 42.

Таблица 42 – Выбор трансформатора тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	26,6	165	577
Коэффициент трансформации ТТ	K_i	100/5	100/5	600/5

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном,в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_i}$	$\frac{26,6 \times \sqrt{3}}{100/5} = 2,4$	$\frac{165 \times \sqrt{3}}{100/5} = 14,289$	$\frac{577 \times 1}{600/5} = 4,88$
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1 А	$I_{номВН};$ $I_{номСН};$ $I_{номНН}.$	2,4	14,289	4,88
Размах регулирования РПН, %	Размах РПН	12		

В соответствии с рекомендациями раздела «Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)», согласно [12], для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Дифференциальная токовая защита является быстродействующей защитой абсолютной селективности и выполняет функцию основной токовой защиты трансформатора. Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

5.1.1 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-1)

Дифференциальная токовая отсечка предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без каких-либо блокировок и не имеет торможения.

Как правило, уставка должны выбираться исходя из условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Согласно исходным данным, максимальный ток внешнего КЗ СН, приведенный к стороне ВН равен 3200 А.

Относительное значение этого тока определяется по формуле:

$$I_{кз.внеш} = \frac{I_{к2}^{(3)}}{I_{ном}} \quad (114)$$

$$I_{кз.внеш} = \frac{3200}{26,6} = 120,3, \text{ А.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (115)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимается 0,7.

Таким образом, уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \times 0,7 \times 120,3 = 101,52$$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки равен:

$$I_{диф} = 101,52 \times 12 = 1218,4, \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 равен 2,9 кА.

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}} > 2 \quad (116)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2900}{1218,4} = 2,38 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «ШЭ2607 041» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

5.1.2 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Данная ступень предназначена для защиты двухобмоточного трансформатора как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора.

В соответствии с рекомендациями раздела «Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)» [12], базовая уставка $I_{\text{Д1}} / I_{\text{ном}}$ выбирается в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем: $I_{\text{Д1}} / I_{\text{ном}}$ равным 0,3.

Ток срабатывания дифференциальной защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (117)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,0;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, равен 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, равное 0,1;

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

$\Delta f_{добав}$ – погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН, равная 0,04;

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

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв} .$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) . \quad (118)$$

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

$$K_{торм.} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т.} . \quad (119)$$

Таким образом:

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

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

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}} = \frac{I_{Д1}}{I_{ном}} \cdot 100 / K_{торм.} \quad (120)$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 .$$

Следовательно, условие $\frac{I_{T2}}{I_{ном}} > \frac{I_{T1}}{I_{ном}}$ выполняется.

Относительное значение дифференциального тока, приведённое к номинальному току трансформатора, равно:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 442,7 / 16 = 27,7 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле, равно:

$$\frac{I_{торм.}}{I_{ном}} = 0,5 \cdot (442,7 / 16) = 13,8 \text{ о.е.}$$

Проверим коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «БЭ2704VO41»:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{диф}}{I_{ном}} \div \frac{I_{Д1}}{I_{ном}} > 2; \tag{121}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{27,7}{0,3} = 92,3 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «БЭ2704V041» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

5.1.3 Расчёт уставок МТЗ-1 (ВН)

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ используется максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных трансформаторах – со стороны источника питания, а на трёхобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки:

$$I_{то} \geq K_{отс} \cdot I_{к2.КЗ}^{(3)}, \quad (122)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты, равный 1,3;

$I_{к2.КЗ}^{(3)}$ – максимальное значение периодической составляющей тока при трёхфазном КЗ на стороне низшего напряжения, равное 1936 А.

$$I_{то} \geq 1,3 \times 1218,4 = 1583,92, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq \frac{1582 \times 1}{100 / 5} = 79,1, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «БЭ2704V041».

Принимаем: $I_{ср.то}=79,1$, А.

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (точка К1):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{I_{\text{то}}} > 1,2; \quad (123)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2900}{1582} = 1,83 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «БЭ2704V041».

Время срабатывания токовой отсечки принимается $t_{то}=0,1$ с.

5.1.4 Расчёт уставок МТЗ-2 (ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

Максимальный ток нагрузки трансформатора:

$$I_{\text{наг.ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{наг.ВН}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном.ВН}}}, \quad (124)$$

где $S_{\text{наг.ВН}}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{ном.ВН}}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{\text{наг.ВН}}^{\text{max}} = 26,8, \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{MT3} \geq \frac{K_{отс} \times K_{зан}}{K_{\theta}} \times I_{наг.ВН}^{max} \quad (125)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,2 [12];

$K_{зан}$ – коэффициент самозапуска двигателей, равен 1,5;

K_{θ} – коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит, равен 0,92.

$$I_{MT3} \geq \frac{1,2 \times 1,5}{0,92} \times 26,8 = 52,43, \text{ А.}$$

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

$$I_{MT3} \geq \frac{52,43}{100 / 5} = 2,6, \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «БЭ2704V041».

Проверим коэффициент чувствительности МТЗ-2 при КЗ на стороне НН (точка К2):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}} > 1,5; \quad (126)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2100}{52,43} = 40,1 > 1,2.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «БЭ2704V041» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «БЭ2704V041» по следующей формуле:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (127)$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора, принимается равным 2,0 с;

Δt – ступень селективности, принимается равным 0,5 с.

Таким образом, время срабатывания МТЗ-2 ВН принимается равным $t_{\text{то}}=2,5$ с. Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «БЭ2704V041».

5.1.5 Расчёт уставок защиты от перегрузки

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «БЭ2704V041» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{пер} \geq \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{в.ном}, \quad (128)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки, равен 1,05 [12];

$K_{в}$ – коэффициент возврата токового реле устройства «БЭ2704V041», равен 0,92 [12].

$I_{в.ном}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, для ВН, СН и НН из таблицы 36.

$$I_{перВН} = \frac{1,05}{0,92} \times 2,4 = 2,7, \text{ А.}$$

$$I_{перСН} = \frac{1,05}{0,92} \times 14,289 = 16,3, \text{ А.}$$

$$I_{перНН} = \frac{1,05}{0,92} \times 4,88 = 5,569, \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит, таким образом:

$$t_{перез} = t_{мтз} + \Delta t, \quad (129)$$

$$t_{перез} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в устройстве «БЭ2704V041».

5.1.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем. Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа BF-80/Q, которое имеет квадратный фланец с проходным отверстием 80 мм. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

5.2 Автоматика на ПС Окоча

На ПС Окоча устанавливаем следующие виды автоматики:

– АВР (автоматический ввод резерва): для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к отключению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

– АПВ (автоматическое повторное включение): для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

└ АЧР (автоматическая частотная разгрузка): для сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории электроснабжения в случае резкого снижения количества активной мощности в сети. Защитное действие АЧР заключается в отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

– АПНУ (автоматическое предотвращение нарушений устойчивости): для сохранения динамической устойчивости и обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

– Автоматика пожаротушения.

6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов электрической сети производится для проверки оборудования на способность сохранения надежного, качественного и устойчивого состояние системы при различных возмущениях и аварий [11].

Для нормального режима потребления электрической системы характерно сохранение заданных значений параметров работы сети, т.е. состояние системы, при котором обеспечивается экономическое и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов энергетической системы.

Для послеаварийных режимов потребления электрической системы требуется продолжать осуществление передачи электроэнергии потребителям во время нарушения системы электроснабжения до установления нормального режима после локализации возмущений системы или отказов.

6.1 Выбранная система для расчета режимов

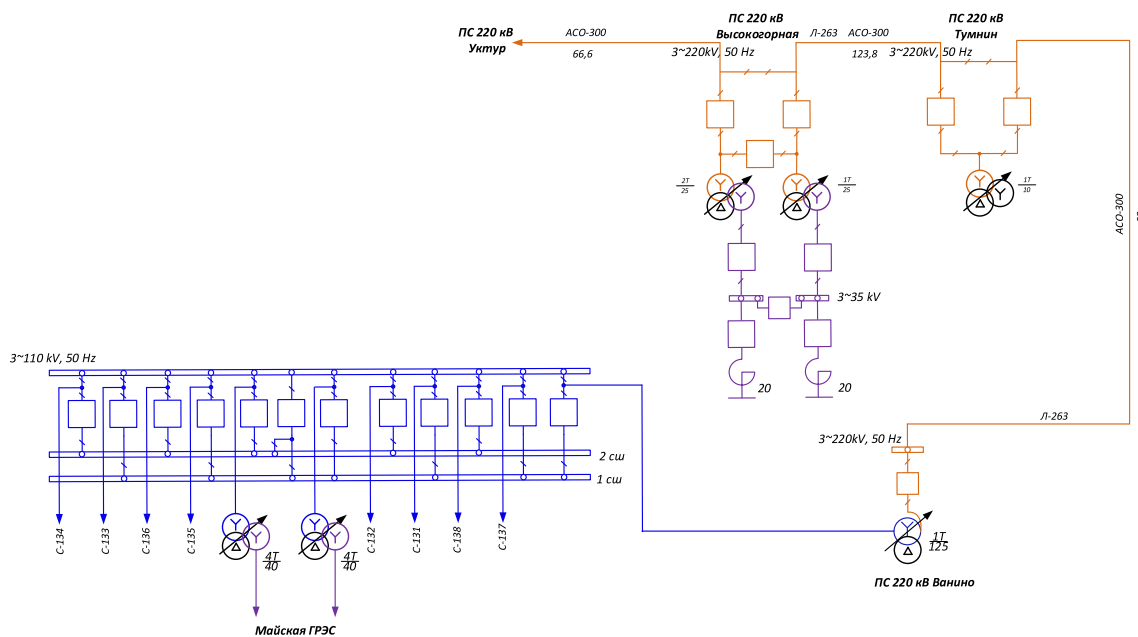


Рисунок 13 – Система для расчета режимов

6.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для проведения анализа режимов электрической сети воспользуемся программой RastrWin3, также применяемая для решения оптимизационных задач.

Особенности программного комплекса:

ПВК позволяет рассчитывать режимы электрических сетей разного класса напряжения в диапазоне от 0,4 до 1150 кВ; произвести подробный расчет параметров режима, таких как потери мощностей, токи, напряжения, отклонения частоты, токовой загрузки ЛЭП; совершить оптимизацию и эквивалентирование электрических сетей, произвести вычисление состояния РПН и ВДТ, структурный анализ потерь мощности; смоделировать различного типа рекаторы и генераторы, для которых возможно введение PQ диаграммы.

6.3 Расчет максимального режима и его анализ (режим наибольших нагрузок)

Для расчета режима используем максимальную нагрузку в зимний период. Произведем расчет максимального режима сети с помощью ПВК RastrWin 3, который предназначен для решения задач анализа и синтеза, возникающих при исследовании установившихся режимов электроэнергетических систем, помимо этого используется при эксплуатации и проектировании.

Результаты расчета приведены в приложении В. Сведения о рассчитанных значениях представим в таблице 43.

Таблица 43 – Расчетные значения напряжений узлов в максимальном режиме

Номер	Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	ΔU , %	φ
1	2	3	4	5	6
1	ПС Комсомольская 220 кВ	242	242		
2	Комсомольская Нейтраль 1	242	248,14	2,54	2,61
3	Комсомольская Нейтраль 2	242	248,12	2,51	2,45
4	Комсомольская 110 кВ СН 1	115	124,82	8,54	5,10

5	Комсомольская 110 кВ НН1	11	11,86	7,81	5,06
6	Комсомольская 110 кВ НН2	11	11,85	7,72	5,03
7	ПС Селихино 220 кВ	242	246,53	1,87	1,17
8	Селихино Нейтраль 220 кВ	242	237,22	1,57	1,09
9	Селихино 110 кВ	115	122,42	6,46	2,35
10	Озерная 110 кВ 1 с.ш.	115	122,44	6,47	2,32
11	Озерная 110 кВ 2 с.ш.	115	122,49	6,51	2,06

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6
12	Вознесенск 110 кВ	115	122,78	6,76	1,29
13	Иннок 110 кВ	115	122,68	6,68	0,38
14	Лидога 110 кВ	115	122,36	6,4	-0,02
15	Троицк 110 кВ	115	122,03	6,11	-0,23
16	ПС Уктур 220 кВ	230	244,64	6,37	-0,55
17	Уктур 10 кВ	11	10,46	-4,9	-1,54
18	ПС Высокогорная 220 кВ	242	243,64	0,86	1,2
19	Высокогорная 220 кВ Нейтраль 1	242	241,9	-0,04	-2
20	Высокогорная 220 кВ Нейтраль 2	242	241,9	-0,04	-2
21	Высокогорная 35 кВ СН 1	38	36,87	-1,67	-2,33
22	Высокогорная 35 кВ СН 2	38	36,87	-1,67	-2,33
23	Высокогорная 10 кВ НН 1	11	10,73	2,22	-3,06
24	Высокогорная 10 кВ НН 2	10	10,08	0,76	-7,49
25	Кенада 35 кВ	38	36,54	-1,42	-2,6
26	ПС Ванино 220 кВ	242	233,29	-3,6	-6
27	Ванино 220 кВ Нейтраль	242	228,55	-4,36	-7,8
28	Ванино 110 кВ	121	122,12	0,93	-6,86
29	Ванино 110 кВ Нейтраль 1	121	120,96	-0,42	-2,25
30	Ванино 110 кВ Нейтраль 2	121	120,94	-0,43	-2,21
31	Ванино 35 кВ СН 1	39	36,85	-4,29	-8,73
32	Ванино 35 кВ СН 2	39	36,82	-4,37	-8,72

33	Ванино 10 кВ НН 1	10	10,68	6,82	-6,86
34	Ванино 10 кВ НН 2	10	10,71	6,76	-6,9
35	Транспортная 110 кВ	110	115,37	4,88	-8,22
36	Аркаим 110 кВ	121	122,12	0,93	-6,86
37	Окоча 110 кВ	115	115,09	4,63	-8,33
38	Окоча 110 кВ Нейтраль 1	110	114,04	3,67	-9,69
39	Окоча 110 кВ Нейтраль 2	110	114,04	3,67	-9,69

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6
40	Окоча 35 кВ СН 1	35	36,25	3,56	-9,68
41	Окоча 35 кВ СН 2	35	36,25	3,56	-9,68
42	Окоча 10 кВ НН 1	10	10,25	2,48	-9,93
43	Окоча 10 кВ НН 2	10	10,25	2,48	-9,93
44	ПС Токи 35 кВ	38	36,74	-2,03	-8,79
45	ПС Монгахто 35 кВ	39	35,87	-4,35	-9,88
46	ПС Тишкино 35 кВ 1с	35	35,92	2,63	-26,48
47	ПС Южная 35 кВ	38	33,96	-4,1	-9,74
48	ПС Лесозаводская 35 кВ	38	33,88	-10,54	-13,46
49	РП-4 35 кВ	38	33,55	0,87	-27,9
50	РП-1 35 кВ	38	33,62	-10,34	-13,18
51	ПС Терминал 35 кВ	39	36,45	-4,89	-9,11
52	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 1	10	10		-24,08
53	Майская ГРЭС 35 кВ ТГ 1 ВН	38	37,54	1,55	-27,89
54	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 3	10			0,17
55	Майская ГРЭС 35 кВ ТГ ВН	38	37,69	1,2	-27,67
56	Ммайская ГРЭС 10 кВ СК 5	10	10	0	-25,78
57	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 4	10	10		-25,78
58	Майская ГРЭС 10 кВ ГТУ	10			0,17

Таблица 44 – Расчетные значения токовой загрузки ЛЭП 220-110 кВ

Начало	Конец	Марка провода	I_{max}, A	$I_{доп_расч}, A$	$I_{загр}, \%$
Комсомольская	Селихино	АС-240/32	137	605	22,6
Селихино	Уктур	АС-300/39	178	710	25,1
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	182	710	25,6
Высокогорная	Ванино	АС-300/39	183	710	25,8
Ванино	Транспортная	АС-300/39	31	710	4,6
Ванино	Ооча	АС-240/32	33	605	5,4

Исходя из расчета максимального режима, после подключения подстанции Ооча в энергосистему Совгаванского района, можно наблюдать повышение качества распределения расчетного напряжения в системе.

Задачу по обеспечению потребителей устойчивым, безопасным, качественным электроснабжением можно считать выполненной вследствие уменьшения отклонения фактического напряжения.

Так как длительно допустимые значения токов по линии не были превышены, построенная линия электропередачи Ванино – Ооча отвечает требованиям [4].

6.4 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)

Таблица 45 – Расчетные значения напряжений узлов в минимальном режиме

Номер	Название	$U_{ном}, кВ$	$U_{расч}, кВ$	$\Delta U, \%$	φ
1	2	3	4	5	6
1	ПС Комсомольская 220 кВ	242	242		
2	Комсомольская Нейтраль 1	242	248,14	2,54	2,61
3	Комсомольская Нейтраль 2	242	248,12	2,51	2,45
4	Комсомольская 110 кВ СН 1	115	124,82	8,54	5,10
5	Комсомольская 110 кВ НН1	11	11,86	7,81	5,06
6	Комсомольская 110 кВ НН2	11	11,85	7,72	5,03
7	ПС Селихино 220 кВ	242	246,53	1,87	1,17

8	Селихино Нейтраль 220 кВ	242	237,22	1,57	1,09
9	Селихино 110 кВ	115	122,42	6,46	2,35
10	Озерная 110 кВ 1 с.ш.	115	122,44	6,47	2,32
11	Озерная 110 кВ 2 с.ш.	115	122,49	6,51	2,06
12	Вознесенск 110 кВ	115	122,78	6,76	1,29
13	Иннок 110 кВ	115	122,68	6,68	0,38
14	Лидога 110 кВ	115	122,36	6,4	-0,02
15	Троицк 110 кВ	115	122,03	6,11	-0,23
16	ПС Уктур 220 кВ	230	244,64	6,37	-0,55

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5	6
17	Уктур 10 кВ	11	10,46	-4,9	-1,54
18	ПС Высокогорная 220 кВ	242	243,64	0,86	1,2
19	Высокогорная 220 кВ Нейтраль 1	242	241,9	-0,04	-2
20	Высокогорная 220 кВ Нейтраль 2	242	241,9	-0,04	-2
21	Высокогорная 35 кВ СН 1	38	36,87	-1,67	-2,33
22	Высокогорная 35 кВ СН 2	38	36,87	-1,67	-2,33
23	Высокогорная 10 кВ НН 1	11	10,73	2,22	-3,06
24	Высокогорная 10 кВ НН 2	10	10,08	0,76	-7,49
25	Кенада 35 кВ	38	36,54	-1,42	-2,6
26	ПС Ванино 220 кВ	242	233,29	-3,6	-6
27	Ванино 220 кВ Нейтраль	242	228,55	-4,36	-7,8
28	Ванино 110 кВ	121	122,12	0,93	-6,86
29	Ванино 110 кВ Нейтраль 1	121	120,96	-0,42	-2,25
30	Ванино 110 кВ Нейтраль 2	121	120,94	-0,43	-2,21
31	Ванино 35 кВ СН 1	39	36,85	-4,29	-8,73
32	Ванино 35 кВ СН 2	39	36,82	-4,37	-8,72
33	Ванино 10 кВ НН 1	10	10,68	6,82	-6,86
34	Ванино 10 кВ НН 2	10	10,71	6,76	-6,9
35	Транспортная 110 кВ	110	115,37	4,88	-8,22
36	Аркаим 110 кВ	121	122,12	0,93	-6,86
37	Окоча 110 кВ	115	115,09	4,63	-8,33

38	Окоча 110 кВ Нейтраль 1	110	114,04	3,67	-9,69
39	Окоча 110 кВ Нейтраль 2	110	114,04	3,67	-9,69
40	Окоча 35 кВ СН 1	35	36,25	3,56	-9,68
41	Окоча 35 кВ СН 2	35	36,25	3,56	-9,68
42	Окоча 10 кВ НН 1	10	10,25	2,48	-9,93
43	Окоча 10 кВ НН 2	10	10,25	2,48	-9,93
44	ПС Токи 35 кВ	38	36,74	-2,03	-8,79
45	ПС Монгахто 35 кВ	39	35,87	-4,35	-9,88

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5	6
46	ПС Тишкино 35 кВ 1с	35	35,92	2,63	- 26,48
47	ПС Южная 35 кВ	38	33,96	-4,1	-9,74
48	ПС Лесозаводская 35 кВ	38	33,88	-10,54	- 13,46
49	РП-4 35 кВ	38	33,55	0,87	-27,9
50	РП-1 35 кВ	38	33,62	-10,34	- 13,18
51	ПС Терминал 35 кВ	39	36,45	-4,89	-9,11
52	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 1	10	10		- 24,08
53	Майская ГРЭС 35 кВ ТГ 1 ВН	38	37,54	1,65	- 27,67
54	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 3	10			0,17
55	Майская ГРЭС 35 кВ ТГ ВН	38	37,79	1,55	- 27,67
56	Ммайская ГРЭС 10 кВ СК 5	10	10	0	- 25,78
57	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 4	10	10		- 25,78
58	Майская ГРЭС 10 кВ ГТУ	10			0,17

Таблица 45 – Расчетные значения токовой загрузки ЛЭП 220-110 кВ

Начало	Конец	Марка провода	I max, А	I доп_расч, А	I загр, %
Комсомольская	Селихино	АС-240/32	93	710	10,7
Селихино	Уктур	АС-300/39	107	710	14,8
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	105	710	12,7
Высокогорная	Ванино	АС-300/39	118	710	18,4
Ванино	Транспортная	АС-300/39	26	710	3,4
Ванино	Окоча	АС-240/32	27	605	4,8

В результате расчета режима минимальных нагрузок наюлюдается сходство с режимом максимальных нагрузок. Различность устанавливается в еще большем улучшении электроснабжения Совгаванского района, что зрительно доступно при сравнении таблиц.

6.5 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Послеаварийный режим – максимальный режим сети, когда часть элементов сети находится в работе при пониженном напряжении источников питания, а другая часть отключена [11].

При исследовании послеаварийного режима отключаем одну из цепей ВЛ 110 кВ Ванно – Окоча.

Производим проверку системы на способность системы удерживать устойчивое состояние системы.

Таблица 46 – Расчетные значения U узлов в послеаварийном режиме

Номер	Название	U ном, кВ	U расч, кВ	ΔU , %	φ
1	2	3	4	5	6
1	ПС Комсомольская 220 кВ	242	242		
2	Комсомольская Нейтраль 1	242	246,83	2	2,22
3	Комсомольская Нейтраль 2	242	246,79	1,99	2,21
4	Комсомольская 110 кВ СН 1	115	124,19	12,23	4,68

5	Комсомольская 110 кВ НН1	11	11,78	12,31	4,65
6	Комсомольская 110 кВ НН2	11	11,79	12,31	4,65
7	ПС Селихино 220 кВ	242	243,53	1,53	1,24
8	Селихино Нейтраль 220 кВ	242	242,22	1,57	1,09
9	Селихино 110 кВ	115	122,51	6,53	2,34
10	Озерная 110 кВ 1 с.ш.	115	122,5	6,52	2,32
11	Озерная 110 кВ 2 с.ш.	115	122,55	6,57	2,06
12	Вознесенск 110 кВ	115	122,85	-6,82	1,28
13	Иннок 110 кВ	115	122,75	6,74	0,38
14	Лидога 110 кВ	115	122,43	6,46	-0,02
15	Троицк 110 кВ	115	122,1	6,17	-0,23
16	ПС Уктур 220 кВ	230	244,89	6,48	-0,55
17	Уктур 10 кВ	11	10,47	-4,8	-1,54

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6
18	ПС Высокогорная 220 кВ	242	242,24	0,1	-2,01
19	Высокогорная 220 кВ Нейтраль 1	242	242,24	0,1	-2,01
20	Высокогорная 220 кВ Нейтраль 2	242	242,24	0,1	-2,01
21	Высокогорная 35 кВ СН 1	38	36,92	-1,54	-2,34
22	Высокогорная 35 кВ СН 2	38	36,92	-1,54	-2,34
23	Высокогорная 10 кВ НН 1	11	10,75	2,37	-3,06
24	Высокогорная 10 кВ НН 2	10	10,56	0,56	-2,61
25	Кенада 35 кВ	38	36,92	-2,83	-2,34
26	ПС Ванино 220 кВ	242	232,8	-3,8	-6,87
27	Ванино 220 кВ Нейтраль	242	232,8	-3,8	-6,87
28	Ванино 110 кВ	121	122,43	1,19	-6,87
29	Ванино 110 кВ Нейтраль 1	121	122,33	1,14	-6,89
30	Ванино 110 кВ Нейтраль 2	121	122,33	1,14	-6,89
31	Ванино 35 кВ СН 1	39	36,95	-4,04	-8,72
32	Ванино 35 кВ СН 2	39	38,1	-4,12	-8,71
33	Ванино 10 кВ НН 1	10	10,71	7,09	-6,87
34	Ванино 10 кВ НН 2	10	10,71	7,09	-6,87

35	Транспортная 110 кВ	110	115,75	5,22	-8,21
36	Аркаим 110 кВ	121	115,75	-4,34	-8,21
37	Окоча 110 кВ	115	115,19	4,72	-8,45
38	Окоча 110 кВ Нейтраль 1	110	114,14	3,76	-9,8
39	Окоча 110 кВ Нейтраль 2	110	114,14	3,76	-9,8
40	Окоча 35 кВ СН 1	35	36,28	3,66	-9,79
41	Окоча 35 кВ СН 2	35	36,28	3,66	9,79
42	Окоча 10 кВ НН 1	10	10,26	2,57	-10,04
43	Окоча 10 кВ НН 2	10	10,26	2,57	-10,04
44	ПС Токи 35 кВ	38	36,83	-1,77	-8,78
45	ПС Монгахто 35 кВ	39	35,97	-4,09	-9,87
46	ПС Тишкино 35 кВ 1с	35	34,74	-7,35	-12,21
47	ПС Южная 35 кВ	38	34,09	-9,10	-12,86

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6
48	ПС Лесозаводская 35 кВ	38	35,88	-5,54	-11,46
49	РП-4 35 кВ	38	33,68	-10,18	-13,42
50	РП-1 35 кВ	38	33,76	-9,98	-13,14
51	ПС Терминал 35 кВ	39	36,55	-5,08	-9,36
52	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 1	10	10		-21,58
53	Майская ГРЭС 35 кВ ТГ 1 ВН	38	33,54	-9,88	-13,12
54	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 3	10			0,17
55	Майская ГРЭС 35 кВ ТГ ВН	38	33,87	-9,85	-12,99
56	Ммайская ГРЭС 10 кВ СК 5	10	10	0	-21,88
57	Майская ГРЭС 10 кВ ТГ 4	10	10		-19,78
58	Майская ГРЭС 10 кВ ГТУ	10			0,17

Таблица 47 – Расчетные значения токовой загрузки ЛЭП 220-110 кВ

Начало	Конец	Марка провода	I max, А	I доп_расч, А	I загр, %
Комсомольская	Селихино	АС-240/32	137	605	22,6
Селихино	Уктур	АС-300/39	178	710	25,1
Уктур	Высокогорная	АС-300/39	182	710	25,6
Высокогорная	Ванино	АС-300/39	182	710	25,9
Ванино	Транспортная	АС-300/39	33	701	4,6
Ванино	Окоча	АС-240/32	65	605	10,7

Исходя из расчета видно, что устранение аварии слудует производить в короткие сроки т.к просматриваются значительные отклонения напряжения, но при этом Майская ГРЭС может поддерживать устойчивый режим работы.

Опасность длительного времени авариии заключается в выходе оборудования из строя, вследствие которого возможно развитие каскадной ававрии, т.к Майской ГРЭС не хватает мощности для поддержания устойчивости сети продолжительное время. В настоящее время решается вопрос о строительстве Совгаванской ТЭЦ, от которой будет осуществляться питание, и реконструкции Майской ГРЭС.

6.6 Регулирование напряжения в сети

Регулирование сети осуществлялось с помощью регулирование под нагрузкой (РПН).

РПН - устройство для переключения ответвлений обмотки силового трансформатора под нагрузкой. Устройство РПН служит для регулирования напряжения на низшей (низших) напряжениях трансформатора, выполняется на стороне высокого напряжения (ниже токи, проще реализация). Регулирование напряжения может производиться автоматически либо вручную – дистанционно или по месту [15].

7 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для данного технологического присоединения актуальны капиталовложения на новую ПС. В настоящем разделе производится расчет инвестиционной привлекательности.

Капиталовложения – это суммарные затраты на необходимые предприятию ресурсы или инвестиции в производство, которые используются на транспортировку, строительно-монтажные работы, производство и приобретение технологического оборудования, и другие нужды [10].

Для расчёта затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели указывают на оценку эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным Департамента ОАО «ФСК ЕЭС» индекс перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2018 г. рекомендуется принимать равным 4,04.

Укрупнённые стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

7.1 Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Капитальные вложения на сооружение линий включают в себя:

- изыскательные работы такие как определение собственника или отвод земли, помимо этого затраты на подготовку трассы и т.д;
- расходы на обретенные компоненты линии (линейной арматуры, изоляторов, проводов и грозозащитных тросов, заземлителей, опор, а также их монтаж и транспортировка.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ рассматривают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

От материала опоры, от количества цепей, вида промежуточных опор и сечения провода зависит стоимость строительства 1 км ВЛ.

Данные по ВЛЭП проектируемой подстанции приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Стоимость характеристики линии

Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
АС – 240/32	37,413 x 2	1485

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Капитальные затраты

№	Составляющие затраты	Сумма, тыс. руб.
1	2	3
1	Стоимость ВЛ 110 кВ по базовым показателям	1485
	Вырубку просеки ($K_{пр.}$)	275
	Отвод земель ($K_{зем.}$)	3
	Установка выключателей по концам электропередачи	29396
	Устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	780
2	Итого	31939
3	Стоимость линии с учетом коэффициента инфляции (4,04)	129033,56

Продолжение таблицы 49

1	2	3
4	С учетом регионального коэффициента для Дальнего востока.	129033,56×1,09
5	Итого	140646,58

7.2 Расчёт капиталовложений на строительство ПС

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{инф.} \times K_{тер.} \times (K_{Тр} + K_{ОРУ} + K_{КРУ} + K_{пост} + K_{яч} + K_{ПА} + K_{выкл}), \quad (163)$$

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

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ

$K_{КРУ}$ – стоимость КРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения, тыс. руб.;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, тыс. руб.;

$K_{яч}$ – стоимость ячеек в КРУ, тыс. руб.;

$K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,04 (2000/2014г.);

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Хабаровского края 1,09;

$K_{ПА}$ – противоаварийная автоматика;

$K_{выкл.}$ – выключатели.

Определим суммарные капиталовложения на сооружение ПС «Окоча»:

$$K_{ПС} = 885729,6 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

– капиталовложения на сооружение подстанций $K_{ПС}$, тыс. руб.;

– капиталовложения на сооружение ЛЭП $K_{ВЛ}$, тыс. руб.

$$K_{ОБЩ} = K_{ПС} + K_{ВЛ} \tag{130}$$

Таким образом, общие капиталовложения составят:

$$K_{ОБЩ} = 885729,6 + 140646,58 = 1026376,18, \text{ тыс. руб.}$$

7.3 Расчёт амортизационных отчислений

Амортизация – процесс постепенного переноса стоимости основных капиталовложений (стоимости) на готовую продукцию. Целью амортизации представляется накопление амортизационного фонда денежных средств, для обеспечения полного восстановления изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – соответствующее степени износа основных средств денежное выражение стоимости основных фондов.

За анализируемый период службы (20 лет) издержки на амортизацию можно рассчитать, как:

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (20 лет):

$$I_{Am} = \frac{K_{пс} + K_{вл}}{T_{сл}}, \quad (131)$$

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

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

$T_{сл}$ – срок службы, лет.

Расчёт издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{Am} = \frac{1026376,18}{20} = 48974,699 \text{ тыс. руб.}$$

7.4 Расчёт эксплуатационных затрат

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

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

$T_{сл}$ – срок службы, лет.

Расчёт издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{Am} = \frac{1026376,18}{20} = 48974,699 \text{ тыс. руб.}$$

7.4 Расчёт эксплуатационных затрат

В масштабах системы технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов, которые вызывает отказ оборудования, решается вопрос по обеспечению качества и технического состояния оборудования.

При расчете эксплуатационных издержек учитываются потери, такие как:

- удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях
- суммарные потери на корону в ЛЭП
- потери в трансформаторах

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{тэоВЛ} \times K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \times K_{ПС}, \quad (132)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \times C_{\Delta W}, \quad (133)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W} = 1,81$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах (если есть КУ) в зимний и летний периоды года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{Тр} + \Delta W_{Кор} + \Delta W_{КУ} \quad (134)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери электроэнергии в ВЛ, МВт;

$\Delta W_{Тр}$ – потери электроэнергии в трансформаторах, МВт;

$\Delta W_{Кор}$ – потери электроэнергии на корону, МВт;

$\Delta W_{КУ}$ – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, МВт.

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \times R_{ВЛ} \times T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \times R_{ВЛ} \times T_Л, \quad (135)$$

где T_3, T_L – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$ – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{ВЛ}$ – активное сопротивление линии, Ом;

L – длина линии, км.

Потери на корону вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{Кор} = \Delta q_k \times L, \quad (136)$$

где Δq_k – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, МВт·ч/км;

L – длина линии, км.

Потери на корону учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Tr} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \times R_{тр} \times T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \times R_{тр} \times T_L + 2 \times \Delta P_{ХХ} \times T_э, \quad (137)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт;

T_3, T_L – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$ – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{тр}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

Рассчитаем издержки на ремонт и эксплуатацию для ПС Окоча:

$$I_{эР} = 0,0065 \times 218871 + 0,0525 \times 109423 = 7167 \text{ тыс. руб.};$$

Рассчитаем потери для ПС Окоча:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{12,5^2 + 4,85^2}{220^2} \times 0,24 \times 12 \times 4800 + \frac{10,77^2 + 3,71^2}{220^2} \times 0,24 \times 12 \times 3960 = 174$$

МВт·ч/год;

$$\Delta W_{Тр} = \frac{12,5^2 + 4,85^2}{220^2} \times 0,52 \times 4800 + \frac{10,77^2 + 3,71^2}{220^2} \times 0,52 \times 3960 + 2 \times 0,012 \times 8760 = 82$$

МВт·ч/год;

$$\Delta W_{общ} = 174 + 82 = 256 \text{ МВт·ч/год};$$

Рассчитаем издержки на потери для ПС Окоча:

$$I_{\Delta W} = 256 \times 1,81 = 463,36 \text{ тыс. руб.}$$

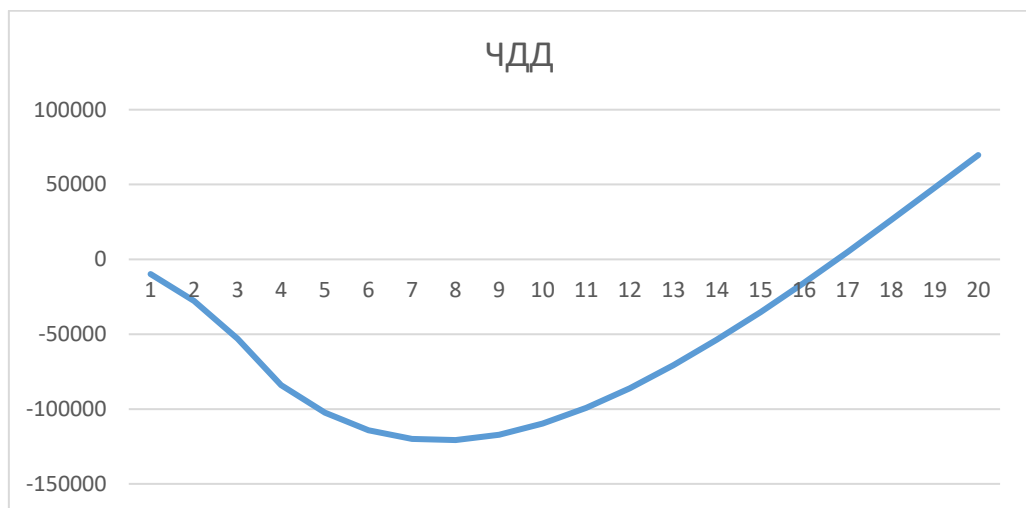


Рисунок 14 – Чистый дисконтированный доход

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие сетей АО «ДРСК» напряжением 110 кВ в связи с проектированием электрических сетей в районе Совгаванской ТЭЦ для подключения подстанции Окоча.

Для обеспечения технологического присоединения объектов АО «ДРСК» и повышения надёжности потребителей электроэнергии было решено произвести строительство подстанции Окоча.

8.1 Безопасность

На ПС Окоча планируется установка двух трансформаторов ТДТН-25000/110 УХЛ1.

Требования к установке электрооборудования, изоляторов, креплений, ограждений, токоведущих частей, изоляционных расстояний на ПС 110 кВ:

1) порождаемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, электрическая дуга, нагрев и прочие параллельные ее работе проявления не должны наносить ущерб обслуживающему персоналу, приводить к возникновению короткого замыкания и дефектам оборудования;

2) при несоблюдении нормальных условий электроустановки, должна быть гарантирована требуемая локализация повреждений, предопределенная воздействием КЗ;

3) при снятии напряжения с той или иной цепи, принадлежащие к ней аппараты, токоведущие части и конструкции должны подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С двух сторон цепи следует обеспечить видимый разрыв, а токоведущие части и аппараты заземлить;

4) Проезжая часть, предусмотренная на территории подстанции, должна создавать возможность удобного транспортирования оборудования.

Гарантировать безопасность человека должны все работы, производимые в электроустановках. Согласно приложению, к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе; перевода на другое место; окончания работы.

Лицами ответственными за безопасное производство работ являются:

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

Выдающий наряд, отдающий распоряжение, определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы, отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников, проведение целевого инструктажа ответственного руководителя работ (производителя работ, наблюдающего) [8].

Технические мероприятия, обязательные к выполнению в указанном порядке при подготовке трудовой зоны со снятием напряжения:

- 1) Отключение токоведущих элементов.

Должны быть отключены:

- токоведущие части, на которых будут производиться работы;

- не ограждённые токоведущие части, допускающие случайное приближение людей.

Видимый разрыв должен обеспечиваться с каждой стороны, с которой возможна подача напряжения коммутационным аппаратом, в электроустановках 1000В и выше.

Видимый разрыв создается снятием шин спроводов или остоединением, выключение нагрузки или отключением отделителей, снятием предохранителей.

2) Вывешивание запрещающих плакатов.

Во избежание подачи напряжения на рабочее место вывешиваются плакаты "Не включать! Работают люди", на приводах коммутационных аппаратов.

На ограждениях у разъединителей, управляемых одной штангой; на приводе каждого полюса у однополюсных разъединителей вывешивается плакат "Не открывать! Работают люди".

При отсутствии коммутационных аппаратов, на присоединениях до 1000 В, у снятых предохранителей вывешивается плакат "Не включать! Работают люди"

3) Проверка отсутствия напряжения.

Для проверки отсутствия напряжения используется указатель напряжения, исправность которого определяется с помощью приближения к токоведущим частям, находящимися под напряжением или специальных приборов.

В электроустановках напряжением 1000 В и выше пользоваться указателем напряжения требуется в диэлектрических перчатках.

4) Установка заземления.

Следующим шагом после проверки отсутствия напряжения происходит установка заземления на токоведущие части.

На приводах отделителей и выключателей нагрузки, разъединителей в электроустановках вывешивается плакат "Заземлено" т.к при их ошибочном

включении возможна подача напряжения на земельный участок электроустановки, а также на устройства дистанционного управления коммутационными аппаратами.

5) Вывешивание указательных плакатов.

Сформированные из изоляционных материалов щиты, экраны, ширмы и т.п., используются для временного огораживания токоведущих частей.

На временные ограждения, ограждения камер, панелях, шкафах, находящихся на границе с рабочим местом, укрепляются соответствующие плакаты или наносятся надписи: "Стоять! Напряжение"

Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства.

Ограждать рабочую зону по распоряжению не требуется на подстанции при работе во вторичных цепях.

На участках конструкций подстанции, по которым возможно прохождение от рабочей зоны к граничащим участкам, находящимся под напряжением, вывешиваются плакаты "Стоять! Напряжение".

Право установки плаката имеет работник с III группой допуска, входящий в состав ремонтного персонала под руководством допускающего.

Плакат "Не влезай! Убьет" вывешивается если конструкция граничит с той, по которой разрешен подъем.

При необходимости подъема на конструкциях и стационарных лестницах при производстве работ требуется вывешивание плакатов "Влезать здесь!".

На организованных рабочих зонах в местах электроустановок вывешивают плакат "Работать здесь".

8.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом возможно в результате механического повреждения корпуса силового трансформатора, в

результате чего масло растекается по земле.

С целью предохранения почвы от загрязнений маслом, вследствие его растекания и предотвращения пожара, согласно «Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предполагается сооружение маслоприемников под трансформаторами, с последующей откачкой в передвижные емкости.

На проектируемой подстанции «Окоча» 110 кВ установлен один трансформатор наружной установки марки ТДТН 25000/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса масла, кг	Масса общая, кг	Габариты трансформатора		
			Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина Б, мм
ТДТН-25000/110	18000	63100	6900	3760	5880

При используемых данных целесообразно использовать маслоприемник с отводом масла так как масса трансформаторного масла больше 20 т. Исполнение маслоприемника может быть, как заглубленным, так и незаглубленным, дно которого должно быть засыпано чисто промытым гранитным гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм, толщиной не менее 0,25 м, уклоном не менее 0,005 м в сторону приямка.

Для данной массы трансформаторного масла, величина Δ на которую возможен выступ маслоприемника за габариты трансформатора равна 1,5 м.

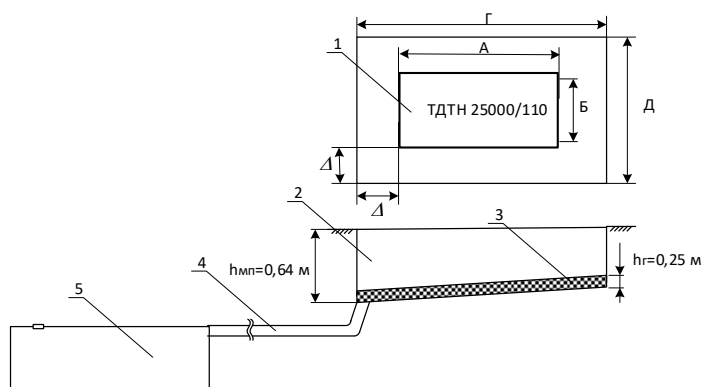


Рисунок 15 – Схема заглублённого маслоприёмника с отводом масла

На рисунке 14 показаны: 1 – трехобмоточный трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник.

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина B , м:

$$B = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (138)$$

где A – габаритная длина трансформатора, м;

Δ – величина на которую возможен выступ маслоприемника за габариты трансформатора, м.

$$B = (3,76 + 2 \cdot 1,5) = 6,76 \text{ м.}$$

Ширина Γ , м:

$$\Gamma = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (139)$$

где B – габаритная ширина трансформатора, м;

Δ – величина на которую возможен выступ маслоприемника за габариты трансформатора, м.

$$\Gamma = (5,88 + 2 \cdot 1,5) = 8,88 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника $S_{МП}, м^2$:

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \quad (140)$$

где B – длина маслоприёмника, $м$;

Γ – ширина маслоприёмника, $м$.

$$S_{МП} = 6,76 \cdot 8,88 = 60,03 м^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Как правило, объём маслоприёмника с отводом масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла, залитого в трансформатор.

Объём трансформаторного масла $V_{тм}, м^3$:

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (141)$$

где M – масса трансформаторного масла, $кг$;

ρ – плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3, кг / см^3$.

$$V_{тм} = \frac{18000}{0,88 \cdot 10^3} = 20,46 м^3.$$

Итак, объём маслоприёмника $V_{мп}, м^3$:

$$V_{мп} = V_{тм} \quad (142)$$

где $V_{тм}$ – объём трансформаторного масла, $м^3$;

$$V_{мп} = 20,46 м^3.$$

3. Определим глубину маслоприёмника $h_{мп}, м$:

$$h_{mn} = \frac{V_{mn}}{S_{mn}} + h_2 \quad (143)$$

где V_{mn} – объём маслоприёмника, m^3 ;

S_{mn} – площадь основания маслоприёмника, m^2 ;

h_2 – высота слоя гранитного щебни или гравия согласно, равная 0,25 м.

$$h_{mn} = \frac{20,46}{60,03} + 0,25 = 0,59 \text{ м.}$$

4. Определим объём маслосборника.

Согласно, редакции Правил устройств электроустановок маслосборники должны вмещать 100% объём масла единичного оборудования и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут .

Объём воды $V_{\text{воды}}$ от средств пожаротушения, m^3 :

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{бтг}}) \quad (144)$$

где I_n – величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} m^3 / c \cdot m^2 / 2$;

t – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{бтг}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, m^2 .

Площадь боковых поверхностей трансформатора $S_{\text{бтг}}$, m^2 :

$$S_{\text{бтг}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (145)$$

где A – длина трансформатора, м;

B – ширина трансформатора, м;

H – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{баз}} = 2 \cdot (3,76 + 5,88) \cdot 6,9 = 133,03 \text{ м}^2.$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (60,03 + 133,03) = 69,50 \text{ м}^3.$$

Определим объём маслосборника $V_{\text{мс}}$, м^3 :

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} \quad (146)$$

где $V_{\text{тм}}$ – объём трансформаторного масла, м^3 ;

$V_{\text{воды}}$ – объём воды от средств пожаротушения, м^3 .

$$V_{\text{мс}} = 20,46 + 0,8 \cdot 69,50 = 76,06 \text{ м}^3.$$

Для предотвращения попадания масла в кабельные каналы при аварии требуется содержать в исправном состоянии маслоприемные устройства и маслоотводы.

В трансформаторе ТДТН 25000/110 будет установлен маслоприемник с отводом масла в маслосборник заглубленного типа с габаритами 3,76 x 5,88 м, а его объём равен 20,46 м^3 . Маслосборник вмещает в себя 100% объём масла единичного оборудования и 80% воды от средств пожаротушения. Тем самым мы предотвращаем растекание трансформаторного масла по поверхности земли, а также исключаем вероятность возникновения пожара.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Во время эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные чрезвычайные ситуации, приводящие к тяжелым последствиям. Возникновению пожара электроэнергетических объектов является одной из многих опасных ситуаций.

Пожарная безопасность подразумевает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

В соответствии Правилам пожарной безопасности, для энергетических предприятий, к основным системам пожарной безопасности относятся системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Руководством ПС 110 кВ разрабатывается документация по пожарной безопасности, в которую входят:

- общая инструкция о мерах пожарной безопасности на подстанции;
- инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;
- инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации.

В состав организационно-технических мероприятий входит:

а) подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности, которая состоит из следующих базовых положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- регулярных инструктажей, проводимых в структурных подразделениях, в тематику которых так или иначе включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;

б) на территории подстанции постоянно требуется поддержание чистоты.

На ПС должны быть предусмотрены первичные средства

пожаротушения.

Для локализации неразвившихся и полной ликвидации начинающихся пожаров предусмотрены первичные средства пожаротушения, которые должны размещаться в легкодоступных местах, но в тоже время не быть препятствием и помехой при эвакуации персонала.

На ПС 110 кВ должны находиться ящики, окрашенные в красный цвет, с просушенным песком, емкостью не менее 0,5 м³ оборудованные лопатой и совком. Устанавливаются возле каждого маслоприемника с объемом более 1 т.

Тушение песком используется для локализации небольших очагов пожара проводки, электрокабелей, горящих жидкотей путем набрасывания его на горящую область. Механическое воздействие на пламя приводит к его частичной изоляции. Кроме того, для удаления небольших подтеков песок используют с целью ограничения зоны растекания

Также к первичным средствам пожаротушения относят огнетушители.

Во избежание не получивших большого развития начинающихся пожаров используют углекислотные огнетушители, преимуществом которых заключается в том, что углекислота не является проводником электрического тока. Использование допускается в электроустановках напряжением до 10 кВ.

В электроустановках под напряжением до 1 кВ используют порошковые огнетушители, предназначенные для тушения пожаров жидких, твердых и газообразных веществ.

На подстанциях одним из пожароопасных объектов является трансформатор. Во время тушения пожара принимаются нижеперечисленные особенности /13/:

а) трансформатор должен быть отключен со всех сторон и заземлен. После того как напряжение снято тушение пожара может осуществляться любыми средствами пожаротушения. Горящее масло тушить компактными водяными струями настоятельно не рекомендуется, во избежание увеличения площади пожара. Во время тушения пожара организовывается защита от высокой температуры соседнего оборудования, предварительно отключенного от напряжения.

б) в целях локализации очага возгорания принимаются меры, которые предотвращают растекание трансформаторного масла

в) если трансформатор установлен в закрытом помещении, то при возникновении пожара должны приниматься меры по ограничению прохождения огня по вентиляционным, кабельным и прочим каналам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе рассматривалось развитие сетей АО «ДРСК» напряжением 110 кВ в связи с вводом подстанции Окоча и строительством воздушной линии электропередачи Ванино – Окоча. В результате технического анализа выяснилось, что наиболее выгодным будет подключение подстанции двухцепной воздушной линией от ПС Ванино. Данное решение обосновано сроком окупаемости 16 лет 4 месяца.

Организацией, ответственной за реализацию проекта является Холдинг «РАО Энергетические системы Востока».

При написании выпускной квалификационной работы были решены следующие задачи, такие как:

- 1) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок существующей схемы в ПВК RastrWin;
- 2) Проектирование и расчет в режиме максимальных и минимальных нагрузок в ПВК RastrWin с присоединением ПС Окоча, а также расчет послеаварийного режима при максимальных нагрузках и регулировка напряжения;
- 3) Выбор силового оборудования для ПС;
- 4) Расчитаны токи короткого замыкания;
- 5) Строительство линии электропередачи Ванино – Окоча.

Организационно - технические мероприятия по обеспечению безопасности персонала и электроустановок рассмотрены в разделе безопасность и экологичность.

Проанализировав выпускную квалификационную работу, можно сделать вывод: ввод в эксплуатацию подстанции Окоча является целесообразным в связи с развитием Советско-Гаванского района - в данный период времени осуществляется развитие промышленности, городов, сел и деревень. Проектируемая подстанция предназначена для снабжения

электроэнергией как промышленных предприятий, так и населения Совгаванского района.

Результаты, которые удалось решить по итогам проектирования:

- обеспечить потребителей качественным, устойчивым и безопасным электроснабжением по средствам улучшения параметров с обеспечением надежности электрической сети;

- уменьшение потерь на корону.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Лыкин, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебник для вузов / А.В. Лыкин. – М. : Издательство Юрайт, 2017. – 360с. – (Серия: Университеты России). – ISBN 978-5-534-04321-1. – Режим доступа: www.biblio-online.ru/book/0708239C-0BAF-4AB2-9959-ED70AFE42F7E

2 Кобелев, А.В. Режимы работы электроэнергетических систем: учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика»/А.В.Кобелев, С.В. Кочергин, Е.А.Печагин –Тамбов: Тамбовский государственный университет, ЭБС АСВ, 2015. –80с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64564.html>. – ЭБС «IPRbooks»

3 Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов.: учеб.пособие / Г.В.Шведов, О.В.Сипачева, О.В.Савченко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72266>

4 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

5 Овчаренко, Н.И, Автоматика энергосистем: учеб. –М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 476 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72192>

6 Серябков, А.С. Трансформаторы : учеб.пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 360 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/72309>

7 Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учеб.: доп. УМО / Л.Д. Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова, – 6-е изд.,стер. – М.: Академия, 2009. – 448 с.

8 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации . – М.: Издательский дом Энергия, 2013. – 348 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22731.html>. – ЭБС «IPRbooks»

9 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2010. – 140с.

10 Экономика и управление в электроэнергетике: учеб.пособие: рек. ДВ РУМЦ / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Н.С. Бодруг, П.П. Проценко. – Благовещенск : Изд-во Амур.гос. ун-та, 2016. – 128 с.

11 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. – Екатеринбург : программное обеспечение 2013. – 266 с.

12 Повов, А.И. Электротехнический справочник : В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии../Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А. И. Попов). – 9-е изд., стер. - М. : МЭИ, 2004. – 964 с.

13 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.

14 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова . – М. : Академия, 2005.– 411 с.

15 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. –194 с.

16 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М. : Высшая школа, 2009. – 639 с.

17 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

18 Техника высоких напряжений : метод. Указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн.ф ; сост.: Н.В. Савина, П.П.Проценко. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. –106 с.

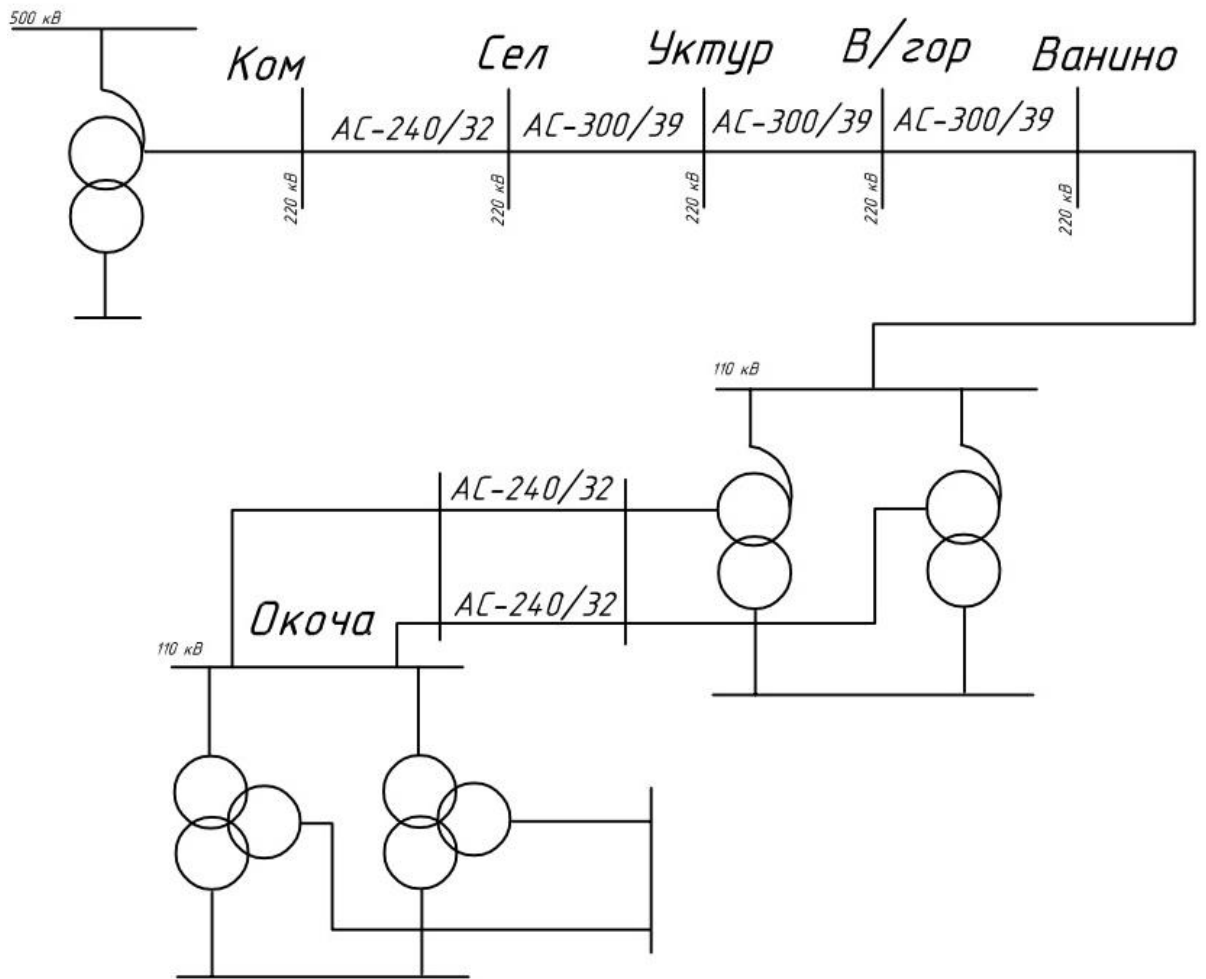
19 Козлов, Александр Николаевич. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учеб.пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В.

Мясоедов; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск: Изд-во Амур. Гос. ун-та, 2013. – 158 с.

20 Козлов, А.Н. Автоматика электроэнергетических систем.: метод.указ. к лаб.работам / А.Н. Козлов; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск: Изд-во Амур. Гос. ун-та, 2013. – 79 с.

21 Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы / АО «Научно-технический центр единой энергетической системы». – Москва, 2017

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Продолжение Приложения А

