

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

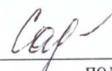
И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«03» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической сети для электроснабжения рудного месторождения АО «Полиметалл» и социальной инфраструктуры

Исполнитель
студент группы 642-об2

 18.06.2020 А.Д. Садриева
подпись, дата

Руководитель
профессор, докт.техн.наук

 22.06.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

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

 18.06.2020 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 02.07.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

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
« 25 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Савиной Алены
Филипповны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование электрической сети для электрообластного
района электроэнергетики АО «Толмачин» с учетом особенностей
инфраструктуры
(утверждено приказом от 13.03.2020 № 657-УЧ.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные данные
нагрузки потребителей Кабаровского края, электрической схемы потребителей,
машиностроительной промышленности

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрической нагрузки, разработка вариантов сети, расчет годов
коэффициента загрузки, проектирование новой подстанции, расчет максимальной, резерв-
ной защиты, релейных, трансформаторов и технологичность разработанного варианта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 22 рисунка, 69 таблиц
26 источников, 1 приложение, 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булганов Андрей Борисович доцент, канд. техн. наук
Безопасность и технологичность

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна доц. эк. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 171 с., 22 рисунка, 69 таблиц, 166 формул, 1 приложение

ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ.

В работе произведено проектирование электрической сети для электроснабжения рудного месторождения АО «Полиметалл» и социальной инфраструктуры, на основе технико-экономических расчётов выбран оптимальный вариант схемы сети. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции. Произведен расчет различных режимов работы проектируемой сети, а также произведён расчёт релейной защиты.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АТС - автотрансформатор связи
- АВР - автоматический ввод резерва
- АПВ - автоматическое повторное включение
- ТКЗ - ток короткого замыкания
- ЛЭП - линия электропередачи
- МТЗ - максимальная токовая защита
- НН - низкое напряжение
- КЗ - короткое замыкание
- ПС – подстанция
- ТТ – трансформатор тока
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ЭЭ – электрическая энергия
- ЭС – электроснабжение

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика района расположения рудного месторождения АО «Полиметалл»	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района рудного месторождения АО «Полиметалл»	10
1.2 Характеристика источников питания района проектирования электрической сети	12
1.3 Современное состояние электропотребления рудного месторождения АО «Полиметалл» и социальной инфраструктуры, и перспективы их развития	14
1.4 Анализ балансов мощности и электроэнергии района проектирования электрической сети	15
1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей	17
1.6 Анализ существующих режимов	20
1.7 Недостатки функционирования существующих электросетей	20
1.8 Обоснование целесообразности проектирования электрической сети	21
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	22
3 Выбор оптимальной схемы проектируемой электрической сети	32
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации проектируемой электрической сети	32
3.2 Выбор номинального напряжения	44
3.3 Компенсация реактивной мощности	47
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	50

3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при проектировании электрической сети для электроснабжения рудного месторождения и их замена	53
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для вновь вводимых ПС	55
3.7 Выбор оптимального варианта проектируемой электрической сети	56
4 Молниезащита и заземление проектируемых линий электропередачи	62
4.1 Удар молнии в опору	63
4.2 Удар молнии в трос в середине пролета	67
4.3 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту	70
5 Расчет токов короткого замыкания	75
5.1 Выбор программного комплекса для расчетов токов КЗ	75
5.2 Подготовка исходной информации	75
5.3 Расчет токов КЗ	80
6 Проектирование новой ПС	83
6.1 Разработка оптимального варианта однолинейной электрической схемы подстанции и ее конструктивное исполнение	83
6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	86
6.3 Выбор и проверка выключателей РУ ВН	89
6.4 Выбор и проверка разъединителей РУ ВН	91
6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН	93
6.6 Выбор и проверка ОПН РУ ВН	96
6.7 Выбор комплектного распределительного устройства	98
6.8 Выбор и проверка ОПН КРУН	102
6.9 Выбор и проверка трансформаторов тока КРУН	103
6.10 Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУН	105
6.11 Выбор и проверка выключателей, разъединителей и ОПН ОРУ 110 кВ	
ПС «Березовая»	106
6.12 Выбор и трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ ПС «Березовая»	111

6.13 Выбор и трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ ПС «Березовая»	115
6.14 Выбор трансформаторов собственных нужд	116
6.15 Молниезащита и заземление ПС	118
7 Расчет нормальных и послеаварийных режимов	124
7.1 Характерные режимы работы сети	124
7.2.Выбор и характеристика ПВК	124
7.3 Выбор эквивалента сети и подготовка исходных данных для расчета режимов	125
7.4 Расчет максимального режима	130
7.5.Расчет минимального режима	131
7.6.Расчет послеаварийного и ремонтного режимов	133
8 Релейная защита и автоматика проектируемой электрической сети	139
8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики в электрической сети	139
8.2 Газовая защита трансформатора	139
8.3 Токовая отсечка силового трансформатора	141
8.4 Максимальная токовая защита трансформатора	143
8.5 Релейная защита новых ЛЭП	146
8.6 Автоматика	152
9 Экономическое обоснование принятого варианта проектируемой электрической сети	154
10 Безопасность и экологичность проектируемой электрической сети	160
10.1 Безопасность	160
10.2 Экологичность	161
10.3 Чрезвычайные ситуации	165
Заключение	169
Библиографический список	170
Приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году	173

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время очень активно развивается горнорудная промышленность. Данная отрасль потребляет достаточно большое количество энергии и при этом часто предприятия по добычи и обработки цветных металлов располагается в отдаленных и малозаселенных территориях. Компания АО «Полиметалл» является одной из ведущих в данной отрасли.

Новое рудное месторождение, где собирается разворачиваться производство по добычи и обработки драгоценных металлов находится в районе им. Полины Осипенко Хабаровского края, где отсутствует возможность обеспечения должного уровня электроснабжения.

Цель данной работы заключается в том, чтобы спроектировать электрическую сеть для электроснабжения рудного месторождения, нагрузка которой составляет 43 МВт.

Задачи, поставленные для достижения цели:

1. Разработать оптимальную схему электрической сети;
2. Произвести расчет токов короткого замыкания;
3. Выбрать схему новой подстанции;
4. Произвести выбор и проверку всего необходимого электрооборудования для проектируемой подстанции;
5. Произвести расчет молниезащиты новой линий и подстанции;
6. Рассмотреть различные режимы работы новой электрической сети;
7. Рассчитать релейную защиту проектируемой сети.

Значимость данной работы заключается в том, чтобы разработать оптимальную и наиболее выгодную схему электрической сети для обеспечения требуемой мощности рудного месторождения.

Ожидаемые результаты: разработать схему сети и новой подстанции таким образом, чтобы обеспечивалась безотказная работа в течении срока эксплуатации электрооборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались лицензионные программы MicrosoftExcel (для технико-экономических расчетов); MicrosoftOfficeVisio (для выполнения графической части); RastrWin3 (для расчетов токов короткого замыкания режимов работы сети).

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ РУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО «ПОЛИМЕТАЛЛ»

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района рудного месторождения АО «Полиметалл»

Рудное месторождение располагается в 50 км на северо-востоке от поселка имени Полины Осипенко Хабаровского края.

Рассматриваемый участок отнесен к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера. Для того, чтобы в дальнейшем правильно выбрать сечение проводников с учетом поправочного коэффициента, изоляцию будущих выключателей и оборудование ПС в целом необходимо знать минимальную и максимальную температуру окружающей среды. Температура самого холодного месяца (январь) составляет – 34,1 С. В летний период температурный максимум достигает +25,2 С. Средняя температура -27,3+18,8 С. Информация по средней температуре используется при выборе силовых трансформаторов.

При расчете ВЛ и их элементов должны также учитываться ветровое давление и толщина стенки гололеда. В соответствии с ПУЭ рис. 2.5.1 и 2.5.2 для района им. Полины Осипенко скорость ветра составляет 32 м/с, а толщина стенки гололеда равна 30 мм. Влажность воздуха в свою очередь играет не менее значительную роль, так как от этого значение будет зависеть изоляция и на ЛЭП, и на ПС. Среднемесячная относительная влажность воздуха самого холодного месяца в году – 77%. На изоляцию влияет еще и степень загрязненности атмосферного воздуха. Проектируемый объект находится в малозаселенной территории, где единственным ближайшим источником загрязнения станет будущее предприятие по добычи цветных металлов. Таким образом, по таблице 1.9.12 ПУЭ устанавливаем степень загрязнения 1.

Грозовая активность играет большую роль при выборе оборудования на подстанции и при расчетах молниезащиты. Опять же обращаясь к ПУЭ

рис.2.5.3 видим, что число грозочасов в год составляет 45. Плотность ударов для такого количества часов составляет 4.

Глубина промерзания грунта района составляет 130-210 см. Зная эти границы мы правильно определим и расставим заземления для подстанции и ЛЭП. Сам по себе состав грунта определяет механическую составляющую проектирования объекта. Трасса ЛЭП достаточно протяженная и встречаются как заболоченные почвы равнин, так и горные почвы. Рассмотрим участок, где будет располагаться ПС. Местность усыпана хребтами и преобладает песчанно-супесчатый и каменисто-мелкоземистый грунт. Рядом с рудным месторождением протекает река Амгунь и будущая линия электропередач будет ее пересекать.

Для удобства все климатические данные для расчета и выбора оборудования при проектировании электрической сети сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Природно-климатические условия

№	Природно-климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду	v
2	Нормативная стенка гололеда, мм	30
3	Район по ветру	III
4	Нормативное ветровое давление, Па	650 (32м/с)
5	Годовое количество осадков, мм	444
6	Низшая температура воздуха, °С	-34,1
7	Высшая температура воздуха, °С	+25,2
8	Средний минимум января	-27,3
9	Средний минимум июля	+18,8
10	Число грозочасов в год	40
11	Степень загрязнения атмосферы	1

Указанные в таблице значения различных параметров климатических факторов позволяют подобрать оборудование, предназначенное для

эксплуатации в конкретных условиях. Это обеспечивает долгосрочную и бесперебойную работу сети.

1.2 Характеристика источников питания района проектирования электрической сети

Для начала определимся с ИП. Отталкиваясь от расположения проектируемого объекта выбор ограничивается небольшим количеством подстанций. Т.к. нагрузка вырастет на 40 МВт, а это достаточно большая мощность, то следует обращать внимание на высшее напряжение. РУ всех ПС являются проходными и не имеют свободных мест для подключения, что конечно же усложняет задачу присоединения новых линий электропередач. Будем рассматривать ближайшие ИП. Такими являются ПС «Горин» и ПС «Березовая» напряжением 220/35/10. Трансформаторы на данных ПС имеют устройства РПН. А также действует такая защита как АВР, что обеспечивает бесперебойное электроснабжение.

На рисунке 1 представлена структурная схема двух рассматриваемых подстанций.

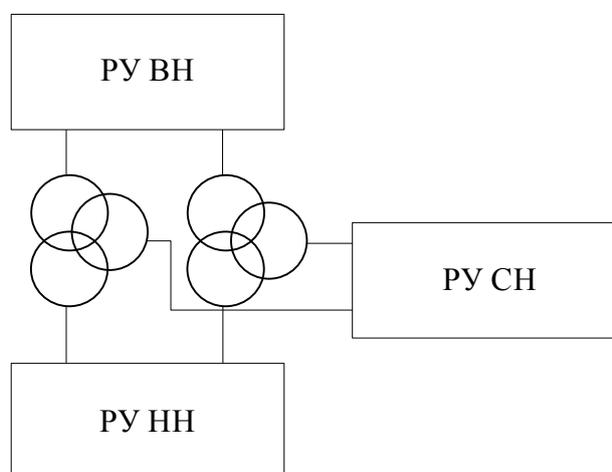


Рисунок 1 – структурная схема ПС.

Как было написано выше, для подключения используем ВН. Подробнее опишем каждую из них.

РУ ВН на подстанции «Березовая» и «Горин» выполнены по типовой схеме 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой

со стороны линии. Однолинейная схема в упрощенном виде представлена на рисунке 2.

В данном ОРУ эксплуатируется 3 выключателя с масляной изоляцией. Два выключателя находятся в цепи трансформаторов и обеспечивают своевременное оперативное включение или отключение данной цепи. Третий выключатель – секционный. В случае повреждения или вывода в ремонт оборудования на одной из секций шин секционный выключатель обеспечит питание от соседней секции.

С целью обеспечения безопасного доступа к распределительному устройству и к другому оборудованию высокого напряжения применяются высоковольтные разъединители. Они создают видимый разрыв цепи, что позволяет визуально контролировать процесс коммутации.

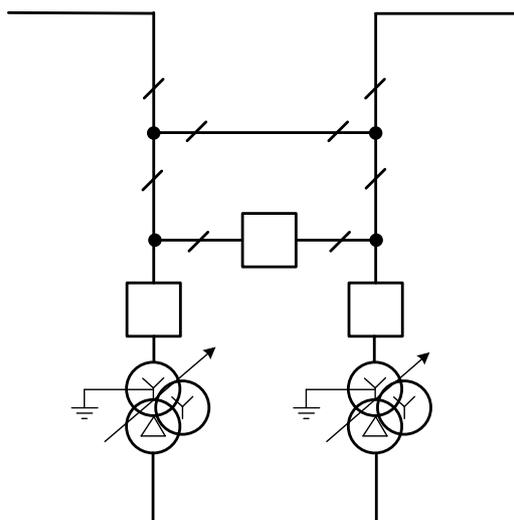


Рисунок 2 – однолинейная схема РУ ВН 220 кВ ПС «Березовая»

Не маловажным оборудованием в любом РУ является трансформатор тока и трансформатор напряжения. Это базовые измерительные приборы. ТТ и ТН трансформируют ток и напряжение в соответствующие величины для осуществления измерений при помощи различных средств, а также для питания РЗА, устройств сигнализации и телемеханики. Изолируя вторичные приборы, защищают оборудование от высоких значений тока и напряжения и персонал от поражения электрическим током.

Еще одним устройством защиты РУ является нелинейный ограничитель перенапряжения. Как правило, ОПН обеспечивает изоляцию электрооборудования ПС и защищает электрическую сеть от атмосферных и кратковременных коммутационных перенапряжений.

Силовые трансформаторы на ПС «Березовая» и «Горин» мощностью 25 МВА с масляной изоляцией имеют устройства РПН, что позволяет регулировать напряжение и поддерживать его в заданных пределах.

Т.к. мы рассматриваем высокую сторону и присоединение к ней, то необходимо отметить пропускную способность линии. ЛЭП достаточно протяженные и имеют сечение АС-240/32. Допустимый длительный ток равен 605 А, а допустимая длительная мощность составляет 217 МВт. Мощность, которая протекает по линии от ПС «Горин» до ПС «Березовая» составляет 43,7 МВт. Следовательно, свободная мощность участка линии равняется 173,3 МВт. Таким образом, замена проводника не требуется. Данные получены в ходе преддипломной практики с учетом роста нагрузки на 3 года.

1.3 Характеристика потребителей электроэнергии

Компания АО «Полиметалл» является одной из лидеров по добычи драгоценных металлов. Деятельность этой компании включает в себя геологоразведку, разработку месторождений и добычу руды, переработку, транспортировку и реализацию продукции на рынке. Предприятие такого масштаба предполагает большое количество сотрудников. Для них создаются комфортные условия для проживания и свободного времяпровождения, чтобы поддерживать баланс между работой и отдыхом.

В настоящее время перспективное месторождение находится на этапе геологоразведочных работ и электропотребления на данном этапе не осуществляется.

В будущем планируется строительство флотационной фабрики для обогащения руд и цветных металлов. Эффективным методом организации труда на горнодобывающем объекте является вахта. Вахтовый метод единственно возможный способ обеспечить высокую производительность

выполнения работы и безостановочную добычу природных ископаемых. Для того, чтобы обеспечить трудовой процесс на удалении от места жительства, необходимо создать соответствующие бытовые условия. Такие как отдых, прием пищи, и досуг и т.д. На этот случай проектируются вахтовые поселки, которые представляют собой комплекс взаимосвязанных между собой в единую систему жилых, служебных, хозяйственных, санитарных, культурно-бытовых зданий. Эти комплексы снабжены:

1. Столовыми;
2. Банями и душевыми;
3. Прачечными;
4. Санузлами;
5. Торговыми точками;
6. Складскими помещениями;
7. Котельными и мастерскими;
8. Контрольно-пропускными пунктами.

Все эти здания должны подключаться к централизованным сетям. В первую очередь, это электросеть.

Максимальная нагрузка, которая будет приходиться только на само месторождение составляет 43 МВт. Информация по нагрузке вахтового городка отсутствует, но имеется аналог данного предприятия с соизмеримым масштабом. Это Албынский рудник, где нагрузка вахтового городка составляет 3 МВт. Примерно таким же и будет потребление у будущего поселка.

1.4 Анализ балансов мощностей и электроэнергии района проектирования электрической сети

Баланс электрической энергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за 2019 год представлен в таблице 2 [СиПР Хабаровского края на 2019-2023 годы].

Таблица 2 – Баланс электрической энергии энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за 2019 год.

Показатель	Единицы измерения	ЭЭС Хабаровского края
Потребность		
Электропотребление	млн.кВтч	8528,485
Передача электроэнергии	млн.кВтч	-
Итого потребность	млн.кВтч	8528,485
Покрытие		
Выработка электроэнергии	млн.кВтч	8904,707
Сальдо перетоков электроэнергии	млн.кВтч	-376,222
Итого покрытие	млн.кВтч	8528,485
Число часов использования установленной мощности электростанций	ч	4239

Из таблицы видно, что фактический баланс электрической энергии рассматриваемого района складывается с дефицитом.

Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за период 2019 года представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Баланс мощности энергосистемы Хабаровского края (без учета Николаевского энергорайона) за период 2019 года.

Показатель	Единицы измерения	ЭС Хабаровского края
Потребность		
Максимум нагрузки	МВт	1461,44
Итого потребность	МВт	1461,44
Покрытие		

Установленная мощность на конец года	МВт	2100,7
Ограничение мощности на час максимума нагрузки	МВт	11,1
Используемая в балансе мощность	МВт	1564,4

При подключении нового потребителя в 43 МВт максимум нагрузки составит 1504,44 МВт. Используемая в балансе мощность 1564,4. Следовательно, наибольшая суммарная активная мощность, которая планируется к потреблению полностью покрывается генерацией на источниках питания.

1.5 Анализ технического состояния и пропускной способности существующей электрической сети

Рассматриваемый участок электрической сети представлен на рисунке 3. Возможными ИП являются ПС «Березовая и ПС «Горин». В целом сеть магистрально – радиальная и имеет ПС с различным номиналом напряжения. Будущий потребитель находится в отдаленном месте от сети электроснабжения. По конструктивному исполнению все линии являются воздушными. Минимальное сечение линии АС-95/16, а максимальное АС-300/48. Суммарная протяженность линий 220 кВ составляет 412,9 км. Суммарная длина линий 110 кВ – 175,9 км.

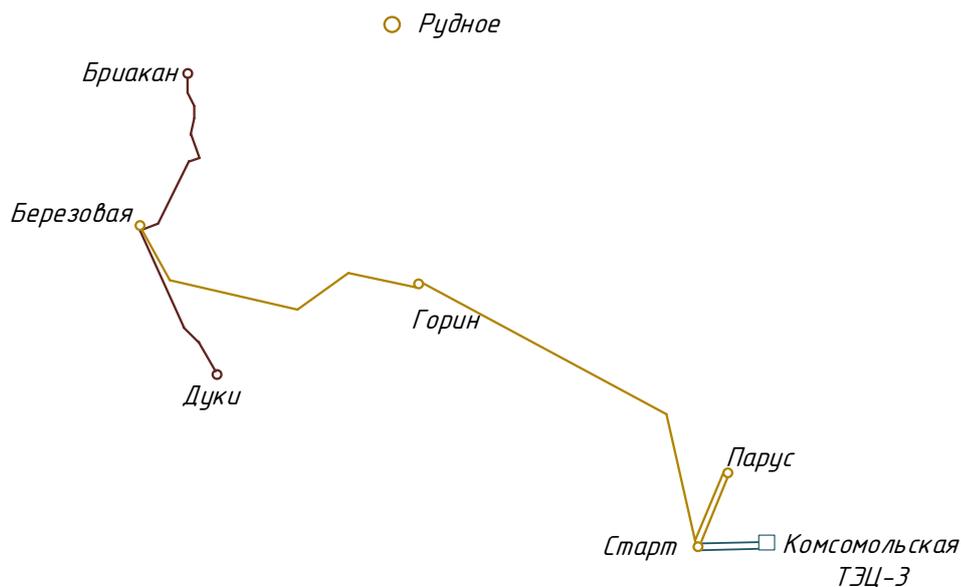


Рисунок 3 – карта-схема сети

Рассмотрим подробнее пропускную загруженность линий конкретных участков сети.

Таблица 4 – загруженность ЛЭП.

Участок сети	Марка проводника	P_{max} , МВт	P , МВт	$P_{своб.}$, МВт
ТЭЦ – Старт	АС-300/48	131,5	63,2	68,2
Старт – Горин	АС-240/32	217	49,2	167,8
Горин – Березовая	АС-240/32	217	43,7	172,3

Из таблицы видно, что проводники имеют достаточный запас свободной мощности в случае увеличения нагрузки.

Все подстанции по способу присоединения делятся на транзитные и узловые. В электрической сети всего три узловых ПС: «Комсомольская», «Солнечная» и «Старт», а количество транзитных ПС равно восьми.

В таблице представлены 5 данные по РУ подстанций ВН 220 кВ.

Таблица 5 – РУ ВН 220 кВ.

ПС	Схема РУ ВН	Кол-во трансформаторов	Суммарная мощность трансформации, МВА
«Парус»	9- Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2	126
«Старт»	12- Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2	250
«Горин»	5Н- Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	2	50
«Березовая»	5Н- Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	2	50

Анализ возрастной структуры ЛЭП 220 кВ показывает, что к 2023 году большинство из линий превысит 50 лет. На сегодняшний день средний возраст ЛЭП 220 кВ составляет 38 лет.

Такой же анализ выявляет, что в 2023 году срок службы многих трансформаторов превысит 50 лет. В настоящее время средний возраст трансформаторов составляет 37 лет.

Количество морально устаревшего электротехнического оборудования, которое имеет высокую степень износа продолжает расти. Это приводит к необходимости ежегодного увеличения эксплуатационных затрат и затрат на ремонт оборудования, что в последствие негативно сказывается на эффективном функционирование распределительного электросетевого комплекса. Высокий уровень износа снижает пропускную способность сети, а также надежность потребителей региона.

1.6 Анализ существующих режимов

Режимы рассчитаны для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, минимальных зимних нагрузок рабочего дня, максимальных летних нагрузок рабочего дня и минимальных летних нагрузок выходного дня.

Нас интересует участок сети от ПС «Горин» до ПС «Березовая». По результатам режима напряжение на головных участках соответственно равны 224,89 кВ и 220,67 кВ. Эти значения находятся в допустимом уровне отклонения, которое составляет 10 % от номинального. Ток, протекаемый по линии составляет 164 А. Экономический токовый интервал такого сечения равен 0-135 А, а длительно допустимый ток 605 А. Плотность тока в проводнике сечением 240 мм² равен 0,68 А/мм². В соответствие с ПУЭ табл.1.3.36 и при числе часов использования максимума нагрузки в год от 3000 до 5000, экономическая плотность тока составляет 1,1. Отсюда следует вывод, что провод используется эффективно.

На период 2019 года при единичном нормативном возмущении в нормальной схеме электрической сети и ремонтной схеме электрической сети рассматриваемого участка в период максимальных и минимальных зимних и летних нагрузок не обнаружено токовых перегрузок электрооборудования. Все параметры сети данных режимов находятся в допустимых пределах. Следовательно, разработка дополнительных технических мероприятий для ввода параметров режима в область допустимых значений не требуется.

1.7 Недостатки функционирования существующих электрических сетей

Главным недостатком существующей электрической сети является моральный износ генерирующего и электросетевого оборудования. Около 78% ПС Хабаровской ЭС работают с трансформаторами, срок службы которых больше 25 лет. Из этого числа трансформаторов 48% имеют срок службы 30 – 50 лет.

Аналогичная ситуация и с возрастной структурой сетевого оборудования. 79% ЛЭП 500 – 35 кВ имеют срок службы 25 лет. Из них 62% со сроком службы 30 – 50 лет.

Одной из основных проблем энергосистемы региона является износ основного оборудования на электростанциях филиала АО «ДГК». Физический износ оборудования на сегодняшний момент составляет:

- турбинное оборудование – от 34 до 99%;
- генераторное оборудование в среднем отработало 40 – 70 лет.

1.8 Обоснование целесообразности проектирования электрической сети

Вследствие постоянного роста электропотребления возникает необходимость обеспечивать все необходимые условия для подключения новых ЭП. В данной дипломной работе рассматривается подключение нового крупного потребителя.

Планируемое строительство нового объекта по добычи и обработке цветных металлов находится в районе, удаленном от основных источников питания. Это создает потребность в проектировании еще одной электрической сети. Кроме рассматриваемого рудного месторождения в районе находится около 16 населенных пунктов, а также действующий Албазинский горно – добывающий комбинат. Данные объекты не имеют присоединений к основной электрической сети Хабаровского края и питаются от дизельных электростанций. Благодаря новой электрической сети появится возможность их присоединения к будущей сети.

Проанализировав существующую сеть можно сделать вывод, что большая часть оборудования на подстанциях морально устарело и требует замены. То же самое и с линиями электропередач. Потребитель, находящийся в рассматриваемом районе не имеют централизованного электроснабжения. Все это обосновывает тему проектирования новой электрической сети и делает ее актуальной.

2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок производится для предотвращения перегрузки силовых трансформаторов на ПС, рассматриваемого района, а также для определения расчетных параметров электрической сети. Расчеты производятся с прогнозом до 2025 года.

К вероятностным характеристикам относят значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. Среднее значение мощности в настоящий период определяется по формуле:

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

$$Q_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i \cdot t_i)}{T_n} \quad (2)$$

где P_i и Q_i – величина нагрузки в i -й час суток;

t_i – час суток;

T_n – период наблюдения (24 часа)

Значение средней мощности позволяет правильно произвести выбор силовых трансформаторов.

Для определения потерь электроэнергии и мощности рассчитывается квадратичная мощность:

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

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_i^2 \cdot t_i)} \quad (4)$$

Максимальная мощность – это средняя мощность за ½ часа в период максимальных нагрузок энергосистемы.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (5)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (6)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,96

Коэффициент формы – отношение эффективной мощности к средней. Данный коэффициент показывает неравномерность графика нагрузки во времени.

$$k_{\phi} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}} \quad (7)$$

По формуле сложных процентов определяется средняя прогнозируемая величина средней мощности:

$$P_{cp.прог} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t} \quad (8)$$

$$Q_{cp.прог} = Q_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (9)$$

где ε – относительный ежегодный прирост электрической нагрузки в Хабаровском крае и он составляет 1,5 % (согласно приказу от 28 февраля 2019 года №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.»),

$t_{прог}$ – год, на который определяется нагрузка (2025 г.)

t – год на начала отсчета (2020 г.)

Прогнозируемая эффективная нагрузка находится по формуле:

$$P_{эф.прог} = k_{\phi} \cdot P_{ср.прог} \quad (10)$$

$$Q_{эф.прог} = k_{\phi} \cdot Q_{ср.прог} \quad (11)$$

Прогнозирование максимальной нагрузки производится по следующей формуле:

$$P_{макс.прог} = k_{макс} \cdot P_{ср.прог} \quad (12)$$

$$Q_{макс.прог} = k_{макс} \cdot Q_{ср.прог} \quad (13)$$

где $k_{макс}$ – коэффициент максимума.

Коэффициент максимума – это отношение максимальной нагрузки к средней.

$$k_{макс} = \frac{P_{макс}}{P_{ср}} \quad (14)$$

Рассчитаем вероятностные характеристики на ПС «Березовая» в осенне-зимний период.

В приложении А представлены таблицы с контрольными замерами нагрузок, рассматриваемых ПС.

$$Q_{ср} = \frac{5,72 + 5,39 + 5,21 + 5,82 + 5,9 + 5,3 + 5,66 + 6,17 + \\ + 6,25 + 6,33 + 6,36 + 6,15 + 6,17 + 5,81 + 5,81 + 6,51 + \\ + 6,18 + 6,66 + 6,55 + 6,71 + 6,49 + 6,16 + 5,53 + 5,59}{24} = 6 \text{ Мвар}$$

$$P_{cp} = \frac{21,63 + 21,2 + 21,18 + 21,52 + 21,58 + 26,6 + 21,43 + 21,73 + 21,48 + 21,86 + 21,97 + 21,88 + 20,96 + 21,54 + 21,47 + 21,75 + 21,51 + 21,97 + 21,8 + 21,83 + 21,88 + 21,57 + 21,24 + 21,16}{24} = 21,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{\phi} = \sqrt{\frac{5,72^2 + 5,39^2 + 5,21^2 + 5,82^2 + 5,9^2 + 5,3^2 + 5,66^2 + 6,17^2 + 6,25^2 + 6,33^2 + 6,36^2 + 6,15^2 + 6,17^2 + 5,81^2 + 5,81^2 + 6,51^2 + 6,18^2 + 6,66^2 + 6,55^2 + 6,71^2 + 6,49^2 + 6,16^2 + 5,53^2 + 5,59^2}{24}} = 6,6 \text{ Мвар}$$

$$P_{\phi} = \sqrt{\frac{21,63^2 + 21,2^2 + 21,18^2 + 21,52^2 + 21,58^2 + 26,6^2 + 21,43^2 + 21,73^2 + 21,48^2 + 21,86^2 + 21,97^2 + 21,88^2 + 20,96^2 + 21,54^2 + 21,47^2 + 21,75^2 + 21,51^2 + 21,97^2 + 21,8^2 + 21,83^2 + 21,88^2 + 21,57^2 + 21,24^2 + 21,16^2}{24}} = 23,9 \text{ МВт}$$

$$k_{\phi} = \frac{23,9}{21,8} = 1,1$$

$$Q_{\max} = 6 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 11,3 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max} = 21,8 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 40,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp.прог} = 6 \cdot (1 + 0,015)^5 = 6,5 \text{ Мвар}$$

$$P_{cp.прог} = 21,8 \cdot (1 + 0,015)^5 = 23,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{\phi.прог} = 6,5 \cdot 1,1 = 7,15 \text{ Мвар}$$

$$P_{\phi.прог} = 23,5 \cdot 1,1 = 25,8 \text{ МВт}$$

$$k_{\max} = \frac{40,3}{23,5} = 1,8$$

$$Q_{\max. \text{прог}} = 1,8 \cdot 11,3 = 21,3 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max. \text{прог}} = 1,8 \cdot 40,3 = 72,54 \text{ МВт}$$

Для весенне-летнего периода вероятностные характеристики ПС «Березовая»:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{3,13 \cdot 7 + 4,71 \cdot 6 + 4,3 \cdot 5 + 4,57 \cdot 6}{24} = 4,13 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{18,24 \cdot 7 + 19,09 \cdot 6 + 18,88 \cdot 5 + 18,71 \cdot 6}{24} = 18,7 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{3,13^2 \cdot 7 + 4,71^2 \cdot 6 + 4,3^2 \cdot 5 + 4,57^2 \cdot 6}{24}} = 4,5 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{18,24^2 \cdot 7 + 19,09^2 \cdot 6 + 18,88^2 \cdot 5 + 18,71^2 \cdot 6}{24}} = 20,5 \text{ МВт}$$

$$k_{\phi} = \frac{20,5}{18,7} = 1,1$$

$$Q_{\max} = 4,13 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 7,8 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max} = 18,7 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 35,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср. прог}} = 4,13 \cdot (1 + 0,015)^5 = 4,45 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср. прог}} = 18,7 \cdot (1 + 0,015)^5 = 20,1 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} = 4,5 \cdot 1,1 = 4,95 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} = 20,5 \cdot 1,1 = 22,6 \text{ МВт}$$

$$k_{\text{max}} = \frac{35,4}{18,7} = 1,8$$

$$Q_{\text{max.прог}} = 1,8 \cdot 7,8 = 14,7 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{max.прог}} = 1,8 \cdot 35,4 = 66,8 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитаем нагрузки для ПС «Горин» осенне-зимний период:

$$Q_{\text{cp}} = \frac{3,78 \cdot 3 + 3,68 \cdot 7 + 4,62 \cdot 8 + 4,58 \cdot 6}{24} = 4,23 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{18,05 \cdot 3 + 18,07 \cdot 7 + 18,54 \cdot 8 + 18,29 \cdot 6}{24} = 18,28 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{3,78^2 \cdot 3 + 3,68^2 \cdot 7 + 4,62^2 \cdot 8 + 4,58^2 \cdot 6}{24}} = 4,6 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{18,05^2 \cdot 3 + 18,07^2 \cdot 7 + 18,54^2 \cdot 8 + 18,29^2 \cdot 6}{24}} = 20,1 \text{ МВт}$$

$$k_{\phi} = \frac{20,1}{18,28} = 1,1$$

$$Q_{\text{max}} = 4,23 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 8 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max} = 18,28 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 34,6 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} = 4,23 \cdot (1 + 0,015)^5 = 8,78 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} = 18,28 \cdot (1 + 0,015)^5 = 37,97 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} = 8,78 \cdot 1,1 = 9,66 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} = 37,97 \cdot 1,1 = 41,77 \text{ МВт}$$

$$k_{\max} = \frac{34,6}{18,28} = 1,9$$

$$Q_{\max.\text{прог}} = 1,9 \cdot 8,78 = 16,69 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max.\text{прог}} = 1,9 \cdot 37,97 = 72,15 \text{ МВт}$$

Весенне-летний период:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1,65 \cdot 7 + 2,26 \cdot 6 + 2,37 \cdot 5 + 2,34 \cdot 6}{24} = 2,13 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{16,23 \cdot 7 + 16,44 \cdot 6 + 16,63 \cdot 5 + 16,03 \cdot 6}{24} = 16,32 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1,65^2 \cdot 7 + 2,26^2 \cdot 6 + 2,37^2 \cdot 5 + 2,34^2 \cdot 6}{24}} = 2,34 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{16,23^2 \cdot 7 + 16,44^2 \cdot 6 + 16,63^2 \cdot 5 + 16,03^2 \cdot 6}{24}} = 17,9 \text{ Мвар}$$

$$k_{\phi} = \frac{17,9}{16,32} = 1,1$$

$$Q_{\max} = 2,13 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 4 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max} = 16,32 \cdot (1 + 1,95 \cdot \sqrt{1,1^2 - 1}) = 30,9 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} = 2,13 \cdot (1 + 0,015)^5 = 4,42 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} = 16,32 \cdot (1 + 0,015)^5 = 33,9 \text{ МВт}$$

$$k_{\max} = \frac{30,9}{16,32} = 1,9$$

$$Q_{\text{эф.прог}} = 4,42 \cdot 1,1 = 4,86 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} = 33,9 \cdot 1,1 = 37,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max.\text{прог}} = 1,9 \cdot 4,42 = 8,3 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max.\text{прог}} = 1,9 \cdot 33,9 = 63,6 \text{ МВт}$$

Проведем расчет вероятностных характеристик для нового объекта. По данным технологического присоединения активная и реактивная мощности имеют максимальные значения. Коэффициент формы и коэффициент максимума примем равным единицы, как для идеализированной сети.

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}} \quad (15)$$

$$P_{cp} = \frac{43}{1} = 43 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитывается и для реактивной мощности.

$$Q_{cp} = \frac{17,2}{1} = 17,2 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф} = P_{max} \cdot k_{\phi} \quad (16)$$

$$P_{эф} = 43 \cdot 1 = 43 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф} = 17,2 \cdot 1 = 17,2 \text{ Мвар}$$

Все результаты расчетов вероятностных характеристик представлены в таблице 6.

Таблица 6 – результаты расчетов вероятностных характеристик

ПС «Березовая»								
период	P _{cp}	P _{эф}	P _{max}	Q _{cp}	Q _{эф}	Q _{max}	K _ф	K _{max}
	МВт			Мвар				
Осенне-зимний	21,8	23,9	40,3	6	6,6	11,3	1,1	1,9
Весенне-летний	18,7	20,5	35,4	4,13	4,5	7,8		
ПС «Горин»								
Осенне-зимний	18,28	20,1	34,6	4,23	4,6	8	1,1	1,9

Продолжение таблицы 6

Весенне- летний	16,32	17,9	30,9	2,13	2,34	4		
--------------------	-------	------	------	------	------	---	--	--

Таблица 7 – результаты расчетов прогнозирования электрических нагрузок.

ПС «Березовая»						
период	$P_{\text{ср.прог}}$	$P_{\text{эф.прог}}$	$P_{\text{max.прог}}$	$Q_{\text{ср.прог}}$	$Q_{\text{эф.прог}}$	$Q_{\text{max.прог}}$
	МВт			Мвар		
Осенне- зимний	23,5	25,8	72,54	6,5	7,15	21,3
Весенне- летний	20,1	21,6	66,8	4,45	4,95	14,7
ПС «Горин»						
Осенне- зимний	37,97	41,77	72,15	8,78	9,66	16,69
Весенне- летний	33,9	37,3	63,6	4,42	4,86	8,3

Дальнейший выбор необходимого оборудования для реализации проектирования будет производиться по полученным результатам расчетов нагрузок.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации проектируемой электрической сети.

Для того, чтобы разработать оптимальную конфигурацию сети используют повариантный метод. Этот метод заключается в том, что обозначаются некоторое количество вариантов. Из них, основываясь технико-экономическим сравнением, выбирается самый выгодный. Все варианты должны основываться на правилах построения сети (кольцевая, радиальная и т.п.). Для составления вариантов в первую очередь будем отталкиваться от расстояния между центром питания и проектируемым объектом, а также возможностью присоединения новых ЛЭП.

Во внимание нужно принимать еще и категоричность ЭП. Потребители 1 категории должны снабжаться электроэнергией от двух независимых источников и по двум независимым ЛЭП. Перерыв в питании такой категории потребителей возможен только на время автоматического включения резервного питания. 2 категория потребителей также должна питаться по двум отдельным линиям или по двухцепной ЛЭП. ЭП 3 категории могут получать электроэнергию по одной линии.

Учитывается также число присоединений, перспективное развитие и возможность пропуска перетоков мощности через ПС.

Коммутационные аппараты и их число должно быть таким, чтобы проведение ремонтных работ различных элементов осуществлялось без отключений соседних присоединений.

Варианты схем необходимо стараться сделать проще и при этом технически осуществимыми.

Исходя из того, что новый объект находится на большом расстоянии от существующей сети и все ближайшие ПС проходные, то существует несколько способов подключения.

На рисунке 1 показан способ врезки новой линии в уже существующую напряжением 220 кВ. Такой вариант более простой и экономичный в плане проектирования.

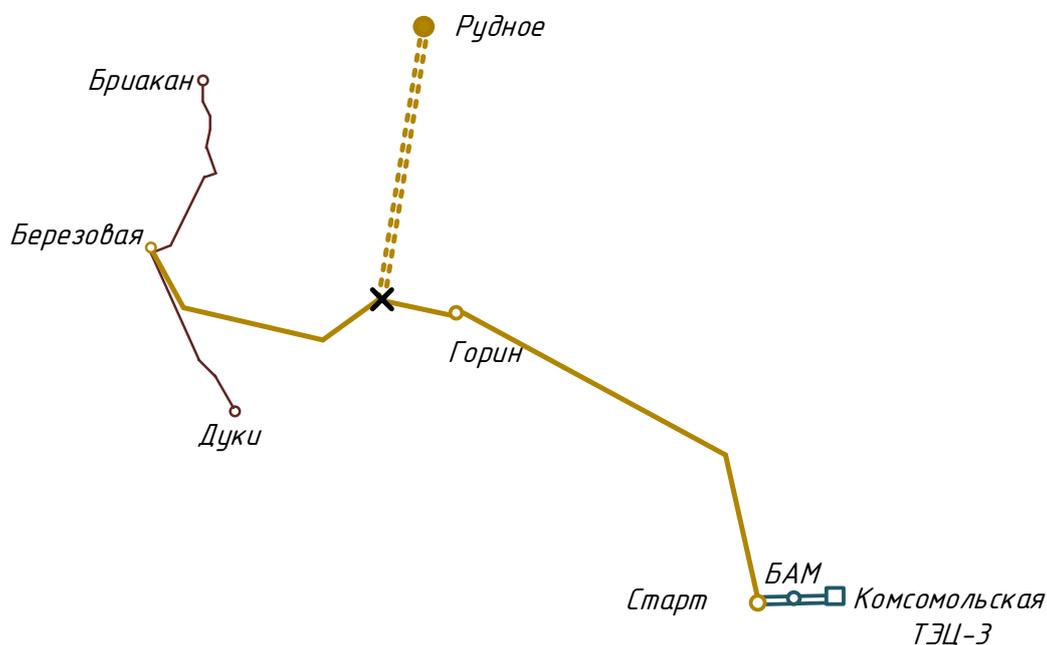


Рисунок 1 – вариант врезки линии в уже существующую 220 кВ

Второй вариант изображен на рисунках 2 и 3. Он состоит в том, чтобы подключится к одной из проходных ПС. Это ПС «Березовая» и ПС «Горин» к ВН 220 кВ.

На рисунках 4 и 5 показано такое же подключение к ПС «Березовая» и ПС «Горин», но с заменых трансформаторов на напряжение 220/110/35. В любом из этих четырех случаев придется расширять ОРУ, чтобы была возможность присоединения еще двух линий.

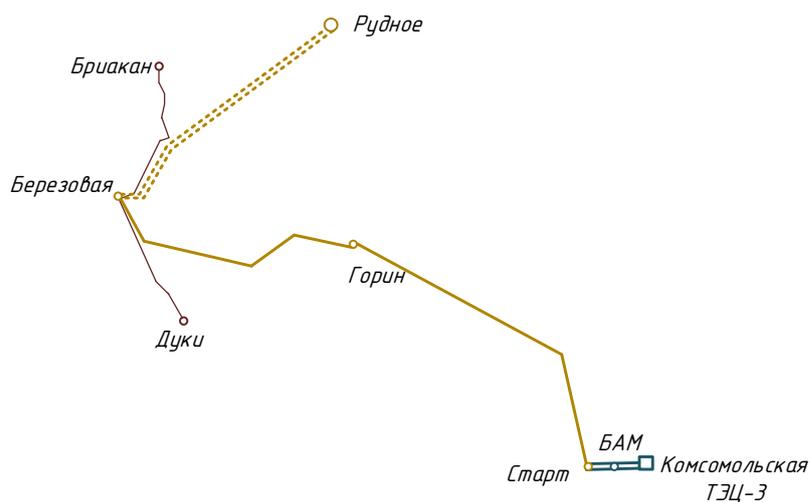


Рисунок 2 – вариант присоединения новой линии к ПС «Березовая» ВН 220 кВ

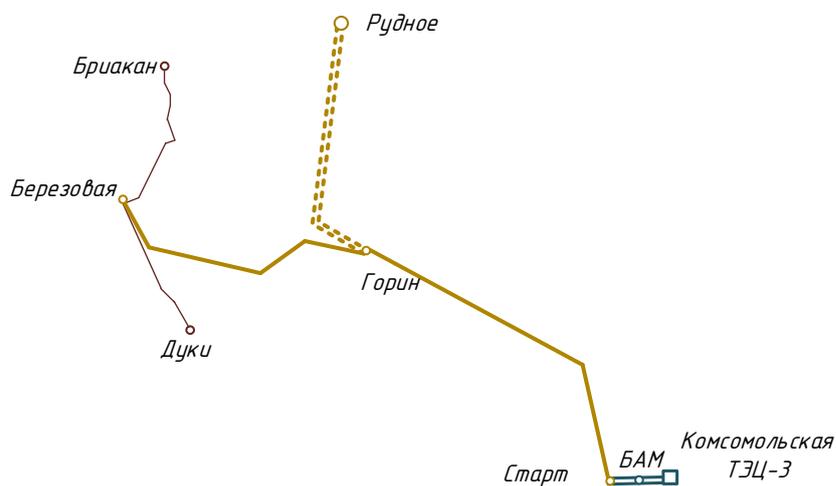


Рисунок 3 – вариант присоединения линии к ПС «Горин» ВН 220 кВ

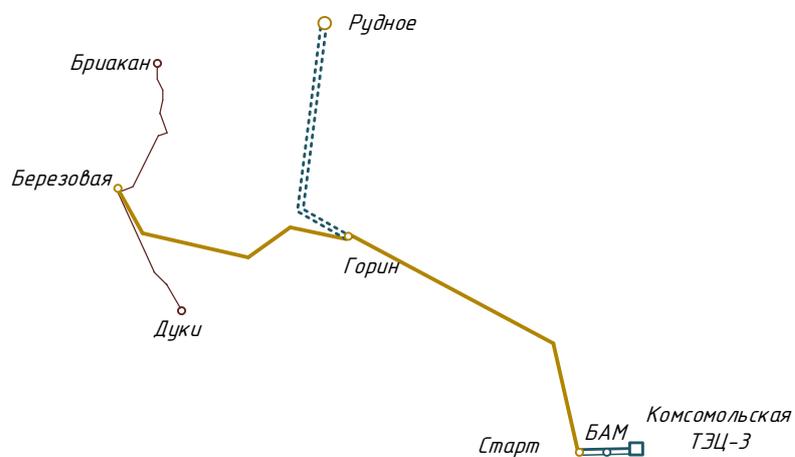


Рисунок 4 – вариант присоединения линии к ПС «Горин» ВН 110 кВ

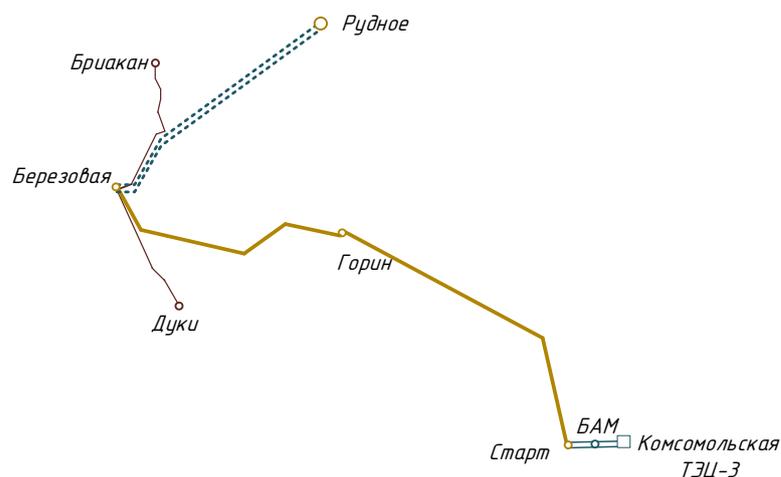


Рисунок 5 – вариант присоединения новой линии к ПС «Березовая» ВН
110 кВ

Характеристика ИП приведена ранее в п.1.2. Однако, для осуществления вариантов 2 и 3, где присоединение новой ПС идет через ВН (220кВ) требуется расширение РУ ВН до схемы 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин, изображенная на рисунке 6. Расширяя РУ до схемы 9 потребуется еще 4 выключателя – на каждую линию по одному.

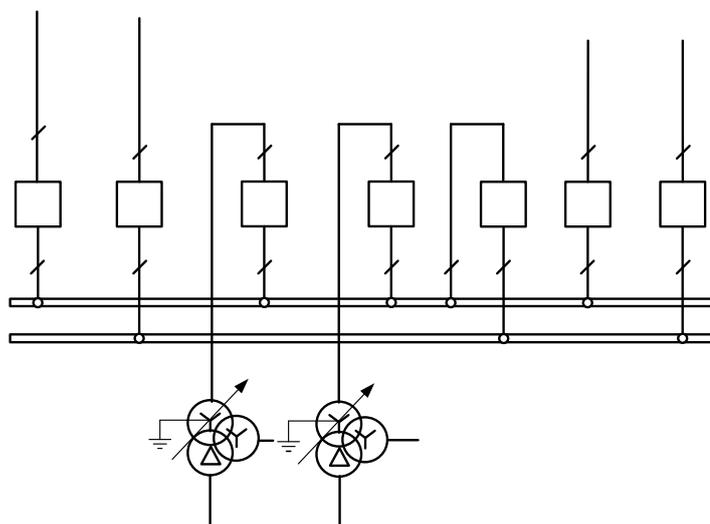


Рисунок 6 – одна рабочая секционированная выключателем система
шин

Варианты 4 и 5 предполагают присоединение проектируемой ПС также через уже существующие, но на более низкое напряжение, так как нагрузка для 220 кВ не значительная. В этом случае отсутствует РУ на 110 кВ. Следовательно, придется проводить реконструкцию центров питания (ПС

«Горин» или ПС «Березовая») для рассматриваемого участка с заменой трансформаторов и соответствующих ОРУ.

Для ПС, питающей рудное месторождение подойдет схема 4Н – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии, так как нам требуется запитать только одно предприятие. Принципиальная схема изображена на рисунке 7.

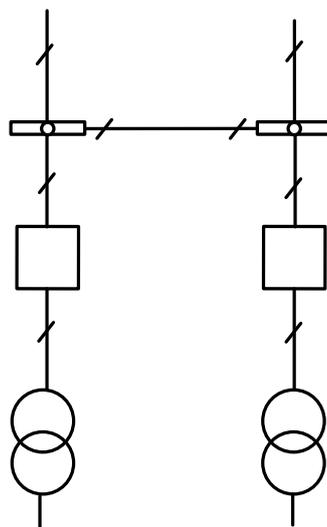


Рисунок 7 – схема 4Н

Проанализируем каждый из вариантов прохождения новой ЛЭП:

1. Схема магистрально – радиальная. Строительство новой двухцепной воздушной линии производится в расщепке между ПС «Березовая» и ПС «Горин». Длина новой трассы составит 160 км. Замена проводников уже существующей ВЛЭП не потребуется. На рисунке 8 изображена упрощенная однолинейная схема варианта.

2. Схема данного варианта магистрально – радиальная. Строительство новой двухцепной воздушной линии электропередачи от подстанции «Березовая» Длина линии в этом случае равна 150 км. Потребуется расширение распределительного устройства на стороне ВН. А конкретно, заменить схему 5Н - «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии» на схему 9Н - «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Упрощенная однолинейная схема данного варианта изображена на рисунке 9.

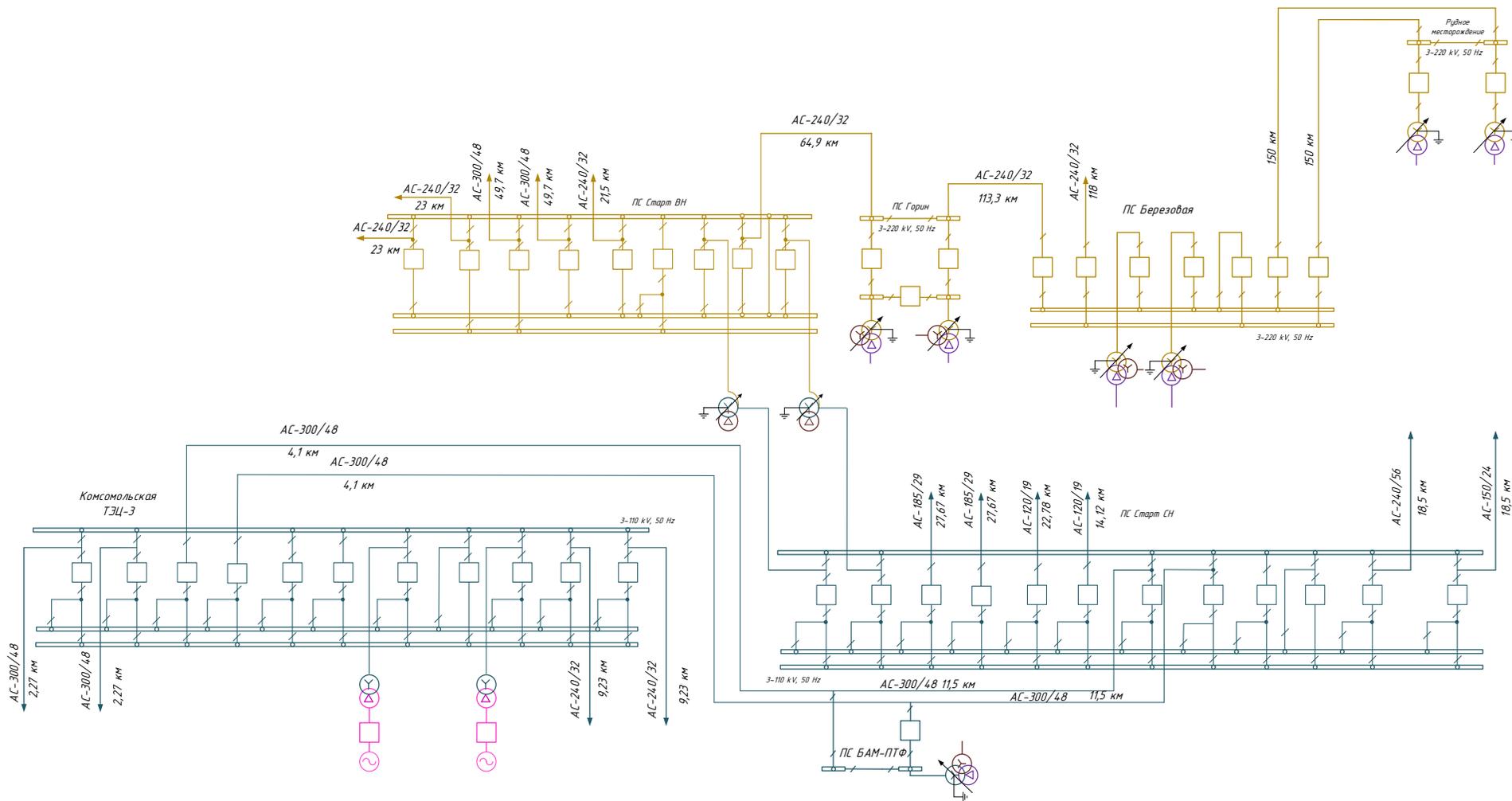


Рисунок 9 – упрощенная схема присоединения по второму варианту

3. Схема магистрально – радиальная. Такой вариант предполагает строительство новой двухцепной ВЛЭП от ПС «Горин». Потребуется реконструкция распределительного устройства со стороны ВН из схемы 5Н до схемы 9. Длина ЛЭП составит 177 км. Однолинейная схема варианта представлена на рисунке 10.

4. Схема магистрально – радиальная. Такой вариант включает в себя строительство новой двухцепной ВЛЭП от ПС «Березовая» до рудного месторождения. Потребуется замена трансформаторов и реконструкция РУ на СН 110 кВ. Длина трассы 150 км. Упрощенная однолинейная схема изображена на рисунке 11.

5. Схема магистрально – радиальная. Строительство двухцепной ЛЭП от ПС «Горин», с заменой силовых трансформаторов на номинал напряжения 220/110/35 и с соответствующей реконструкцией РУ СН 110 кВ. Однолинейная схема на рисунке 12.

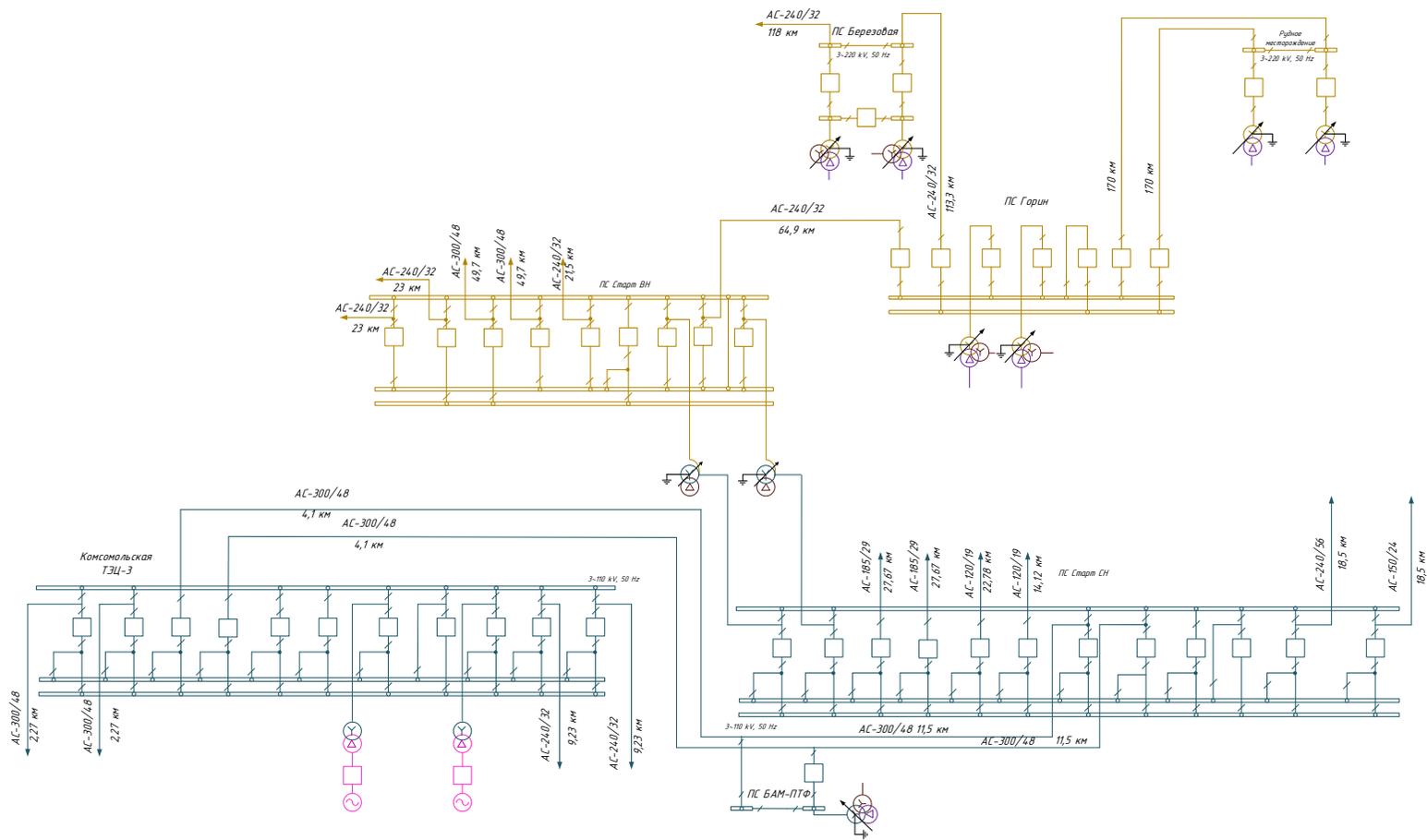


Рисунок 10 – упрощенная схема присоединения по третьему варианту

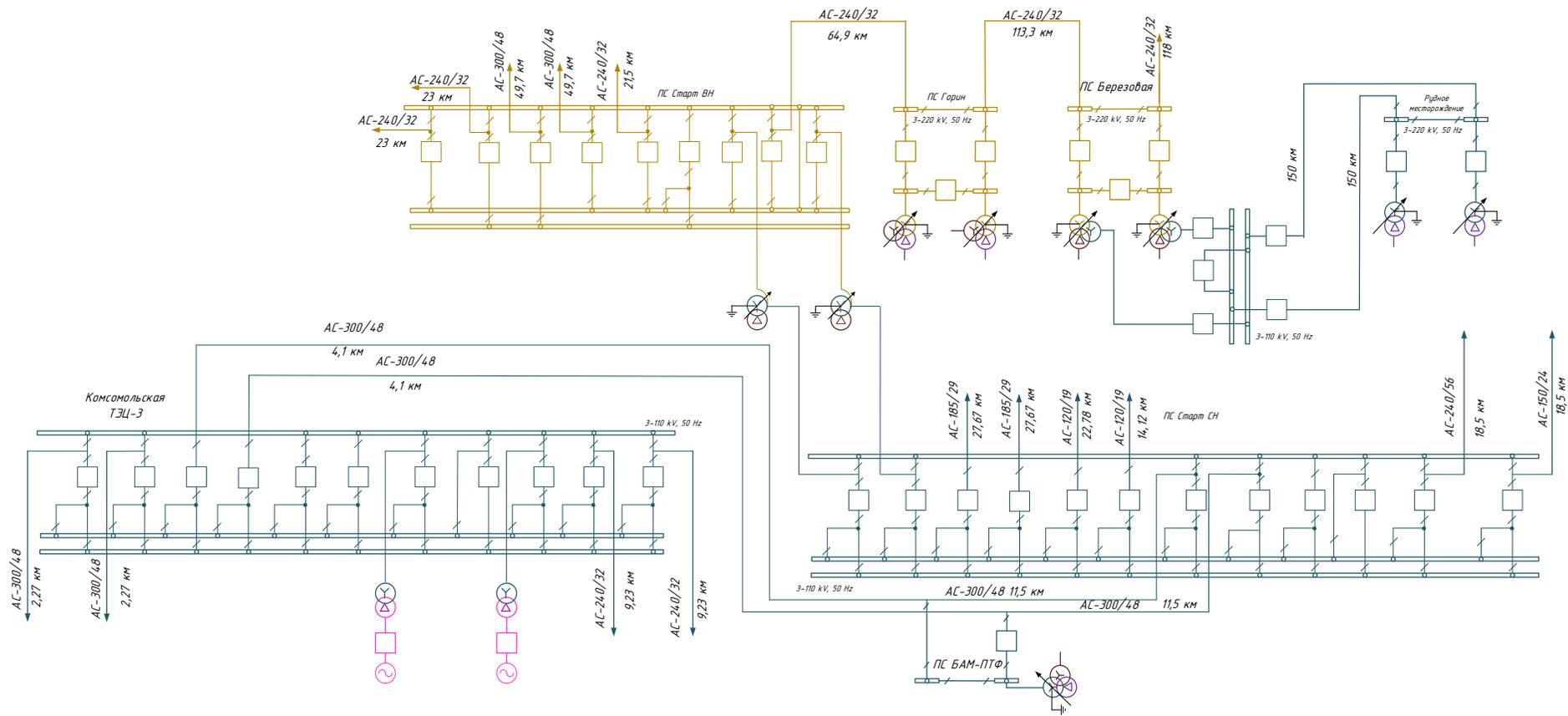


Рисунок 11 – упрощенная схема присоединения варианта 4.

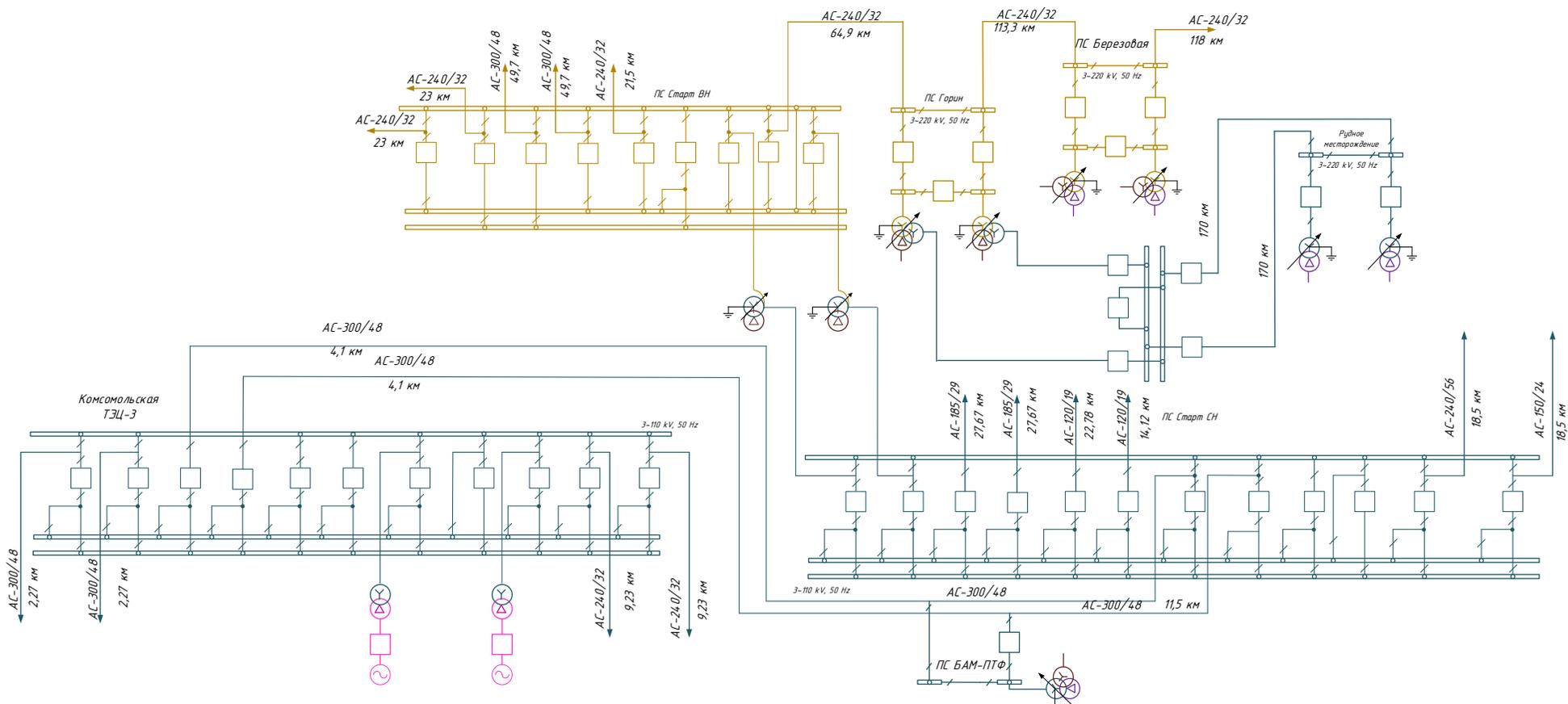


Рисунок 12 – упрощенная однолинейная схема присоединения для варианта 5.

Для того, чтобы выбрать 2 конкурентно способных варианта сопоставим их критерии.

Таблица 8 – результаты анализа вариантов проектирования

Участок	Длина $l_{\text{трассы}}$, км	Длина $l_{\text{линии}}$, км	Количество трансформации	Количество выключателей $n_{\text{выкл}}$, шт.
Вариант 1				
Рассечка- Рудное	160	320	1	2
Вариант 2				
Березовая- Рудное	150	300	1	6
Вариант 3				
Горин- Рудное	177	354	1	6
Вариант 4				
Березовая- Рудное	150	300	1	5
Вариант 5				
Горин- Рудное	177	354	1	5

Среди представленных вариантов самыми выгодными являются вариант 1 и вариант 4. Наименьшее количество выключателей приходится для варианта 1, где присоединение новой линии производится путем врезки в уже существующую 220 кВ. Тем временем, длина линии меньше у варианта 4 (присоединение через ПС «Березовая»). Дальнейший расчет будет производиться для этих двух вариантов.

3.2 Выбор номинального напряжения

Начальной ступенью проектирования является определение номинального напряжения для нового участка сети, но для этого необходимо знать потокораспределение с учетом новой нагрузки.

Вариант номер 1 является разомкнутой сетью с двумя ИП. Исходными данными являются нагрузки на всех ПС. Определяем мощность, протекающую по всем участкам путем последовательного перехода от одного участка к другому в направлении от конца сети к ее началу.

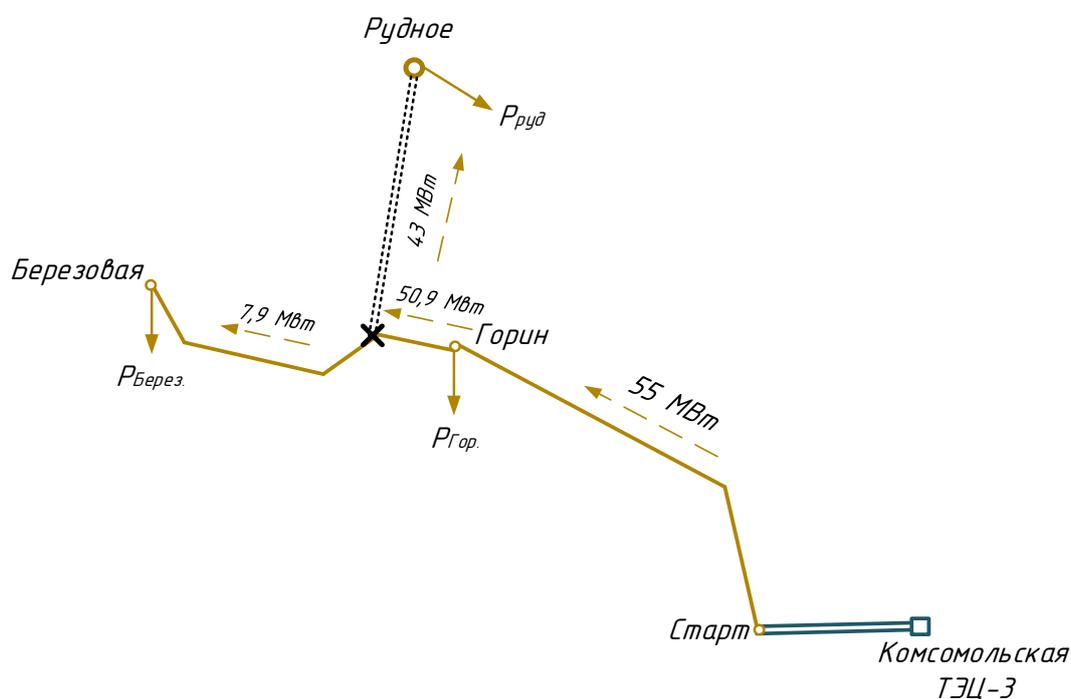


Рисунок 13 – потокораспределение мощности варианта 1.

$$P_{\text{Рассечка.-Берез.}} = P_{\text{Берез.}} \quad (17)$$

$$P_{\text{Рассечка.-Берез.}} = 7,9 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{рассечка-руд.}} = P_{\text{руд}} \quad (18)$$

$$P_{\text{рассечка-руд}} = 43 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Гор.-рассечка}} = P_{\text{руд.}} + P_{\text{Берез}} \quad (19)$$

$$P_{\text{Гор.-рассечка}} = 43 + 7,9 = 50,9 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Старт-Гор.}} = P_{\text{Гор.-рассечка}} + P_{\text{Гор.}} \quad (20)$$

$$P_{\text{Старт-Гор.}} = 50,9 + 4,1 = 55 \text{ МВт}$$

Рациональный уровень напряжения определяется по формуле Илларионова:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (23)$$

где l – длина участка, на котором устанавливается напряжение;

P – поток мощности, который передается по этому участку.

Для варианта 1, где присоединение осуществляется с помощью рассечки выбор рационального напряжения не требуется. Напряжение новой ЛЭП будет 220 кВ.

Рассчитаем потокораспределение и рациональное напряжение для варианта 4.

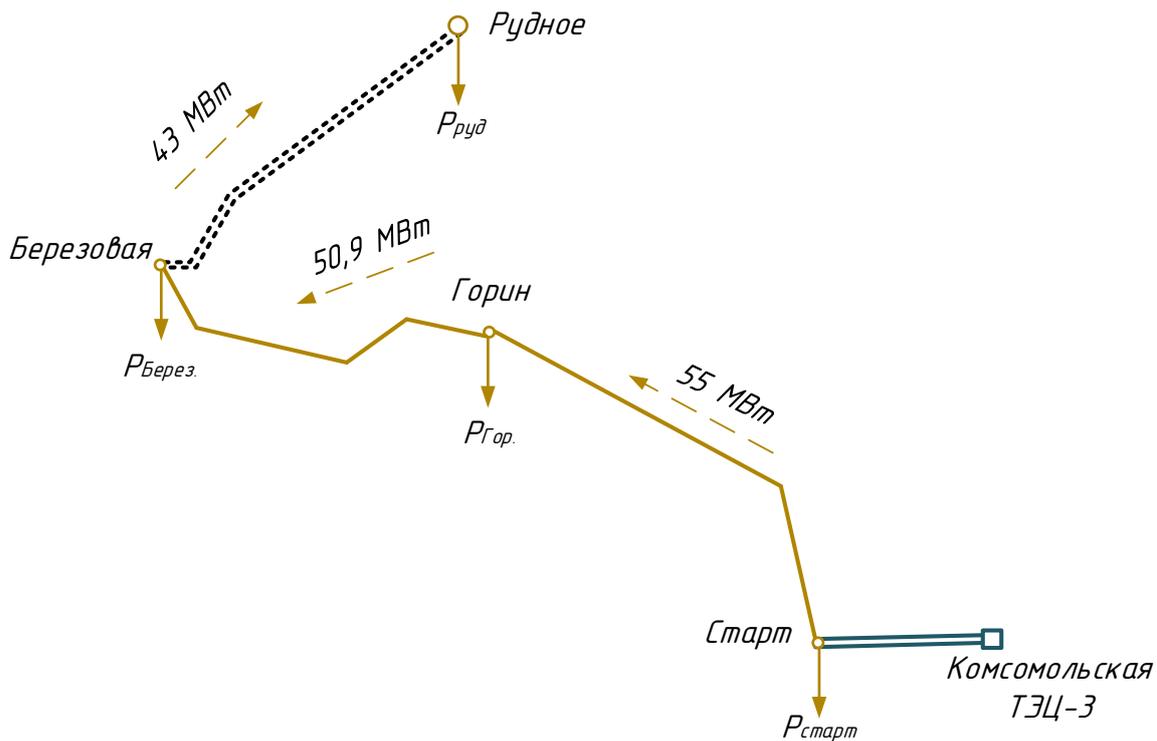


Рисунок 14 – потокораспределение варианта 5.

$$P_{\text{Берез.-руд.}} = 43 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Гор.-Берез.}} = 43 + 7,9 = 50,9 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{Старт-Гор.}} = 50,9 + 4,1 = 55 \text{ МВт}$$

Определим номинальное напряжение участка сети от ПС «Березовая» до рудного месторождения (вариант 4). Так как линия двухцепная, то поток мощности составит:

$$P_{\text{Берез.-руд.}} = \frac{43}{2} = 21,5 \text{ МВт}$$

$$U_{\text{Берез.-руд.}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{150} + \frac{2500}{21,5}}} = 91,5 \text{ кВ}$$

Для варианта 4 рациональным будет напряжение 110 кВ.

Таблица 9 – номинальное напряжение рассмотренных вариантов проектирования

Вариант	P, МВт	U _{ном} , кВ
1	43	220
4	43	110

3.3 Компенсация реактивной мощности

Генераторы являются единственным источником получения активной мощности нагрузки сети. Реактивная мощность может вырабатываться как в генераторах, так и в компенсирующих устройствах. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают 60% необходимой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ, напряжение которых выше 110 кВ и 20% производится компенсирующими устройствами. Обычно их располагают на ПС или непосредственно у потребителя.

Компенсация реактивной мощности применяется для выполнения баланса реактивной мощности, для снижения потерь электроэнергии, а также для регулирования напряжения сети. Чтобы снизить перетоки реактивной мощности по линиям к трансформаторам источники реактивной мощности устанавливают ближе к месту ее потребления. КУ размещают в конце линии.

Ссылаясь на приказ от 23 июня 2015 года №380 «О порядке расчета значений соотношений потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии» определим мощность компенсирующих устройств.

Для начала найдем tgφ по формуле:

$$tg\varphi = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}}, \quad (24)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{20,64}{43} = 0,48$$

Мощность компенсирующего устройства найдем по формуле:

$$Q_{КУ} = (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_{\text{предельный}}) \cdot Q_{\text{max}}, \quad (25)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{предельный}}$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы наибольших суточных нагрузок электрической сети. Его значение составляет 0,4.

$$Q_{КУ} = (0,48 - 0,4) \cdot 20,64 = 0,413 \text{ МВар}$$

Значение требуемой мощности КУ на секцию шин:

$$Q_{КУ1с.ш.} = 1,1 \cdot \frac{Q_{КУ}}{n_{ш}}, \quad (26)$$

Где $n_{ш}$ – количество секций.

$$Q_{КУ1с.ш.} = 1,1 \cdot \frac{0,413}{2} = 0,227 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{факт}} = Q_{КУ1с.ш.} \cdot n_{ш} \quad (27)$$

$$Q_{\text{факт}} = 0,227 \cdot 2 = 0,454 \text{ МВар}$$

По найденному значению выбираем мощность батареи конденсаторов и их количество. Для данного значения $Q_{КУ1с.ш.}$ можно использовать УКРЛ56-10,5-450-У3.

Для дальнейшего расчета и выбора трансформаторов необходимо найти реактивную некомпенсированную мощность.

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{факт}} \quad (28)$$

$$Q_{\text{неск}} = 20,64 - 0,454 = 20,2 \text{ МВар}$$

Аналогично определим компенсирующие устройства для ПС «Горин».

$$\text{tg} \varphi = \frac{15,89}{34,6} = 0,45$$

$$Q_{\text{ку}} = (0,45 - 0,4) \cdot 34,6 = 1,73 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{кулси}} = 1,1 \cdot \frac{1,73}{2} = 0,95 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{факт}} = 0,95 \cdot 2 = 1,9 \text{ Мвар}$$

По найденному значению $Q_{\text{кулси}}$ выбираем к установке УКРЛ 56-10,5-1900-УЗ.

$$Q_{\text{неск}} = 15,89 - 0,408 = 15,48 \text{ Мвар}$$

Компенсирующее устройство для ПС «Березовая».

$$\text{tg} \varphi = \frac{7,8}{18,6} = 0,42$$

$$Q_{\text{ку}} = (0,42 - 0,4) \cdot 18,6 = 0,372 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{ку1си}} = 1,1 \cdot \frac{0,372}{2} = 0,204 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{факт}} = 0,204 \cdot 2 = 0,408 \text{ Мвар}$$

Принимаем к установке конденсаторную батарею марки УКРЛ 56-10,5-450-УЗ.

$$Q_{\text{неск}} = 7,8 - 0,408 = 7,39 \text{ Мвар}$$

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Выбор проводов осуществляется по методу экономических токовых интервалов.

Для начала необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по выражению:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{max}})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (27)$$

где P_{max} - максимальная активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$ - некомпенсированная реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение линии;

n_c - количество цепей в линии.

Для варианта 1 напряжение линии составляет 220 кВ. Есть возможность использования проводников нового поколения, характеристика которых приведена в [18]

Найдем значение максимального тока:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(43)^2 + (20,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 62 \text{ А}$$

Далее определим расчетный ток на участке, в зависимости от которого, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t ; \quad (28)$$

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

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

$$\alpha_i = 1,05$$

$$\alpha_t = 1,06$$

$$I_p = 62 \cdot 1,05 \cdot 1,06 = 69 \text{ А}$$

По таблице В1 [18] Выбираем сечение провода: AACSRZ-251/34,4 при расчетном токе 69 А.

Вариант 4, где номинальное напряжение линии составляет 110 кВ использование ПНП не целесообразно, так они рассчитаны на более высокое напряжение. Для начала найдем максимальный ток.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(43)^2 + (20,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 125 \text{ А}$$

$$I_p = 125 \cdot 1,05 \cdot 1,06 = 139 \text{ A}$$

По таблице 43.4 ЭТС Т3 выбираем провод марки АС-240/32.

Также следует проверить состояния проводов на участках от ПС «Горин» до ПС «Березовая» при врезке линии и увеличении нагрузки на 43 МВт.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(50,9)^2 + (23,44)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 147 \text{ A}$$

$$I_p = 147 \cdot 1,05 \cdot 1,06 = 163,6 \text{ A}$$

Расчет показывает, что сечение провода, которое находится сейчас в эксплуатации при увеличении нагрузки проходит по экономическому токовому интервалу. Это провод сечения АС-240/32, длительно допустимый ток, которого равен 605 А.

Выбранные сечения на головных участках сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – расчетные токи и сечения ЛЭП.

Расчетный ток, А	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Экономический ток, А
Вариант 1			
62	ААCSRZ-251/34,4	651	0-135
Вариант 4			
139	АС-240/32	605	121-255

Выбранные сечения проходят по длительно допустимому значению тока, а, следовательно, выдержат нагрузку, текущую по ним без возникновения повреждений.

3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при проектировании электрической сети для электроснабжения рудного месторождения и их замена

Чтобы полностью оценить состояние сети и ее готовность к подключению нового потребителя необходимо проверить силовые трансформаторы. Для варианта проектирования через рассечку проверка трансформаторов не требуется, так как нагрузка идет через высокое напряжение 220 кВ.

Вариант 4 потребует реконструкции РУ и замену трансформаторов. Это необходимо для того, чтобы СН РУ имело напряжение 110 кВ.

На ПС «Березовая» в настоящее время эксплуатируется 2 трансформатора марки ТДТН-25000/220/35. Нагрузка подстанции с учетом прогноза на 5 лет составляет (таблица 7):

$$P_{cp} = 23,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{cp} = 6,5 \text{ МВар}.$$

К данным по нагрузке ПС «Березовая» следует прибавить нагрузку проектируемого объекта.

$$P = 6,5 + 43 = 49,5 \text{ МВт}$$

$$Q = 23,5 + 20,64 = 44,14 \text{ Мвар}$$

Расчет мощности определяется по формуле:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{k_{з.омт} \cdot n_{ТР}} ; \quad (29)$$

где P_{cp} - средняя активная мощность;

n_{TP} - число трансформаторов;

$k_{з.опт}$ - оптимальный коэффициент загрузки;

$Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная мощность.

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(49,5)^2 + (44,14)^2}}{0,7 \cdot 2} = 47,4 \text{ МВА}$$

Выбираем ближайший трансформатор из стандартного ряда выпускаемых. Номинальная мощность должна быть равна или больше расчетной. Примем трансформатор АТДЦТН-63000/220/110/35. Проверим его по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме:

$$k_{з.н.} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{2 \cdot S_{TPном}} ; \quad (30)$$

Полученное значение коэффициента должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75.

$$k_{з.н.} = \frac{\sqrt{(49,5)^2 + (44,14)^2}}{2 \cdot 63} = 0,53$$

Проверим трансформатор на послеаварийную нагрузку. Такая проверка позволяет оценить состояние оборудования, когда вся нагрузка переносится только на один трансформатор. Коэффициент запаса в послеаварийном режиме должен отвечать условию:

$$k_{з.п.а.} = \frac{\sqrt{(P_{max})^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{TPном} \cdot 1} \leq 1,4 ; \quad (31)$$

где $k_{з.н.а.}$ - послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{ТРном}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$k_{з.н.а.} = \frac{\sqrt{(49,5)^2 + (44,14)^2}}{63 \cdot 1} = 1,1$$

Проверка показывает, что трансформатор отвечает условию по загрузки.

3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для новой вводимой ПС.

Поскольку на каждой подстанция мы имеем ЭП 2 категории, то на всех ПС устанавливается по 2 трансформатора.

Найдем расчетную мощность:

$$S_{ТРном} = \frac{\sqrt{(43)^2 + (20,2)^2}}{0,7 \cdot 2} = 34,1 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы мощностью 40 МВА.

Проверяем на коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{(43)^2 + (20,2)^2}}{2 \cdot 40} = 0,6$$

$$k_{з.н.а.} = \frac{\sqrt{(43)^2 + (20,2)^2}}{40 \cdot 1} = 1,2$$

Для варианта 1, где ВН составляет 220 кВ примем трансформатор марки ТДТН-40000/220/35/10, а для варианта 4 это будет трансформатор ТДН-

40000/110/10. Выбранные агрегаты проходят по условиям загрузки и могут быть использованы на новой ПС.

3.7 Выбор оптимального варианта проектируемой электрической сети.

Для дальнейшего расчета необходимо определиться с одним из двух вариантов проектирования. Метод статических приведенных затрат позволит выявить наименее затратный.

В первую очередь определяются капитальные вложения, которые складываются из капитальных вложений в ЛЭП и в ПС:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} , \quad (32)$$

где $K_{ВЛ}$ - капитальные вложение на строительство ЛЭП;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения на строительство ПС.

В свою очередь, капитальные вложения на строительство ЛЭП складываются из затрат на подготовку трассы, затрат на покупку опор, проводников и прочего оборудования и определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_{от.з} + K_{ЛЭП}) \cdot K_n \cdot K_з , \quad (33)$$

где K_n - переводной коэффициент, который равен 4,61;

$K_з$ - зональный коэффициент. Его значение составляет 1.4.

$K_{от.з}$ - капиталовложения на отвод земли. Находится по формуле:

$$K_{от.з} = S_{от.з} \cdot l \cdot Ц + Z_n \cdot l , \quad (34)$$

где $S_{от.з}$ - площадь постоянного отвода земли для типовых пор ВЛ;

l - длина трассы, проектируемой ЛЭП;

$Ц$ - цена земли за 1 м²;

Z_n - затраты на вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ - капитальные вложения на строительство ВЛЭП.

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l, \quad (35)$$

где K_0 - удельная стоимость километра линии.

Капиталовложения на сооружение ПС состоят из суммы покупки трансформаторов, компенсирующих устройств, на строительство ОРУ и на постоянные затраты (покупка земли, благоустройство территории и т.д.).

$$K_{ПС} = (K_{mp} + K_{KV} + K_{ОРУ} + K_{пост} + K_{прос}) \cdot K_n \cdot K_z, \quad (36)$$

где K_{mp} - стоимость трансформатора (зависит от мощности и номинального напряжения);

K_{KV} - стоимость компенсирующего устройства;

$K_{ОРУ}$ - стоимость ОРУ (зависит от схемы РУ и от класса номинального напряжения);

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат;

$K_{прос}$ - стоимость отвода земли под строительство.

Для примера посчитаем капиталовложения первого варианта проектирования через рассечку.

$$K_{от.з} = 115 \cdot 160 \cdot 7 + 110 \cdot 160 = 146400 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = 2195 \cdot 160 = 351200 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ВЛ} = (146400 + 351200) \cdot 4,61 \cdot 1,4 = 3211510 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС} = (21800 + 7000 + 25000 + 105) \cdot 4,61 \cdot 1,4 = 348070 \text{ тыс.руб.}$$

$$K = 3211510 + 348070 = 3559580 \text{ тыс.руб.}$$

Вторым этапом является определение потерь во всех элементах проектируемой части сети. Они находятся по потокам эффективных мощностей и включают в себя потери в линиях, трансформаторах и компенсирующих устройствах осенне-зимнего и весенне-летнего периодов. Так как для нового объекта замеров по двум периодам отсутствуют, то будем производить расчет по максимальным нагрузкам.

Потери в воздушных линиях электропередачи найдем по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф})^2 + (Q_{неск})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_{max} , \quad (37)$$

где $R_{ВЛ}$ - сопротивление линии;

T_{max} - число часов использования максимума нагрузки.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{тр} = \frac{(P_{max})^2 + (Q_{неск})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_{max} \cdot \frac{1}{n} + n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_2 , \quad (38)$$

где $R_{тр}$ - сопротивление трансформатора;

n - количество трансформаторов;

ΔP_{xx} - потери холостого хода в трансформаторе;

T_2 - число часов в году.

Потери в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{ку.уд} \cdot \sum Q_{ку} \cdot T_{max} , \quad (39)$$

где $\Delta W_{\text{кв.уд}}$ - удельные потери активной мощности в компенсирующих устройствах. В моем случае – 0,003 МВт/МВар;

$\Sigma Q_{\text{кв}}$ - суммарная мощность компенсирующих устройств.

Далее все потери суммируются

$$\Delta W = \Delta W_{\text{БЛ}} + \Delta W_{\text{мп}} + \Delta W_{\text{КВ}} \quad (40)$$

Проведем расчет потерь для первого варианта.

$$\Delta W_{\text{БЛ}} = \frac{(43)^2 + (20,2)^2}{220^2} \cdot 12,32 \cdot 4900 = 2815 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{мп}} = \frac{(43)^2 + (20,2)^2}{220^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot 3,6 \cdot 4900 + 2 \cdot \frac{55}{10^3} \cdot 8760 = 1375 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{КВ1}} = (2 \cdot 0,454 \cdot 4900) \cdot 0,003 = 13,34 \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{КВ2}} = (2 \cdot 1,9 \cdot 4900) \cdot 0,003 = 55,86 \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{КВ3}} = (2 \cdot 0,408 \cdot 4900) \cdot 0,003 = 11,99$$

$$\Delta W = 2815 + 1375 + 13,34 + 55,86 + 11,99 = 42713 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Следующими показателями являются эксплуатационные издержки. Они находятся по формуле:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{эп}} + I_{\Delta W} \quad (41)$$

где $I_{\text{ам}}$ - амортизационные издержки;

$I_{\text{эп}}$ - издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{\Delta W}$ - затраты на передачу электроэнергии.

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{ср}}} , \quad (42)$$

где $T_{\text{ср}}$ - средний срок службы. Он составляет 20 лет.

$$I_{\text{эп}} = \alpha_{\text{мэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{мэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} , \quad (43)$$

где $\alpha_{\text{мэоВЛ}}$ и $\alpha_{\text{мэоПС}}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{мэоВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{мэоПС220}} = 0,049$; $\alpha_{\text{мэоПС35_110}} = 0,059$)

Издержки на стоимость потерь электроэнергии состоят из величины потерь и их стоимости.

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} , \quad (44)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 2 руб/кВт·ч.

Рассчитаем издержки для того же варианта.

$$I_{\text{ам}} = \frac{3559580}{20} = 177979 \text{ тыс.руб/год}$$

$$I_{\text{эп}} = 0,008 \cdot 3211510 + 0,049 \cdot 348070 = 42747,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Delta W} = 42713 \cdot 2 \cdot 1000 = 8542502 \text{ руб.}$$

$$I = 177979 + 43747,5 + 8542,502 = 229269 \text{ тыс.руб.}$$

Последним решающим значением является значение затрат.

$$З = E_n \cdot K + И , \quad (45)$$

где E_n - нормативный коэффициент экономической эффективности.

$$E_n = \frac{1}{T_n} , \quad (46)$$

где T_n - срок окупаемости (10 лет).

$$З = \frac{1}{10} \cdot 3559580 + 229269 = 585227 \text{ тыс.руб.}$$

По вышеуказанным формулам рассчитываются все экономические показатели для варианта 4 (Приложение А). Для сравнения сведем значения в таблицу.

Таблица 11 – экономические показатели сравнения вариантов.

№ варианта	K , млн.руб	$И$, млн.руб	$З$,млн.руб
1	3559,58	229,26	585,22
4	2810,11	219,17	500,18

Таким образом, видим, что вариант 4 является наиболее выгодным с точки зрения приведенных затрат.

Дальнейший расчет будет проводиться только для варианта 4.

4 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В большинстве случаев внешние перенапряжения возникают при грозовых разрядах. Самые опасные это перенапряжения при прямом ударе молнии в токоведущие элементы электрической сети. Импульсы перенапряжения от грозовых ударов воздействуют и на изоляцию электроустановок, которые находятся на большом расстоянии от места удара молнии. Это происходит из-за волны перенапряжения. Она распространяется по ЛЭП на значительные расстояния с малым затуханием.

Меры по защите от перенапряжений служат для того, чтобы при малых затратах получить наиболее экономичный эффект от снижения ущерба при возникновении перенапряжений.

В соответствие с [8] воздушные ЛЭП 110-750 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине.

Еще одним средством защиты является снижение сопротивления заземления опор. Это позволяет уменьшить вероятность импульсного перекрытия изоляции при ударе молнии в трос или опору.

Увеличение числа изоляторов в гирлянде на опорах, которых поражаются чаще способствует повышению импульсной прочности линейной изоляции.

Грозоупорность линии – это показатель, характеризующий устойчивость ЛЭП к грозовым перенапряжениям. Увидеть и оценить такую устойчивость можно, зная число грозовых отключений линии.

Для своей линии напряжением 110 кВ по ЭТС рис.50.18 выбираем стальную промежуточную двухцепную опору. Затем грозозащитный трос марки ГТК 20-0/70-11,1-87.

Далее изоляторы марки ЛК 70/110-3 УХЛ1. Строительная высота составляет:

$$H_{из} = 1,27 \text{ м};$$

Длина пути тока утечки:

$$L_y = 2,78 \text{ м.}$$

Длина разрядного пути составляет:

$$L_{раз} = H_{из} = 1,27 \text{ м} \quad (47)$$

Рассмотрим 2 случая удара молнии.

4.1 удар молнии в опору

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты найдем по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{дл.дон}}{L_{раз}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (48)$$

где $U_{дл.дон}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение и составляет 126 кВ.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{126}{1,27} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,85$$

Принимаем $\eta = 0,9$

50%-разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{кон} \cdot k_E \cdot L_{разр} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9,5} \right), \quad (49)$$

где $k_{кон}$ - Коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов и коэффициент. По таблице 14.1 РД он равен 1;

k_E - коэффициент, учитывающий снижение разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды. Его значение составляет 1 (таблица 14.1 РД);

t - время перекрытия изоляции (10 мкс).

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,27 \cdot \left(1 + \frac{15}{10 + 9,5} \right) = 763 \text{ кВ}$$

Критический ток молнии найдем по формуле:

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_3 + \delta \cdot h_{он}}, \quad (50)$$

где R_3 - сопротивление заземлителя. И так, так сопротивление грунта по РД 15.1 больше 100 Ом·м, следовательно, сопротивление заземляющего устройства составляет 15 Ом·м (табл.4.2.8 ПУЭ);

δ - коэффициент, связывающий индуктивность пораженной опоры с импульсным сопротивлением заземлителя соседних опор и высотой опоры.

Для линии с одним тросом этот коэффициент равен 0,3;

$h_{он}$ - высота опоры (41 м).

$$I_{кр} = \frac{763}{15 + 0,3 \cdot 41} = 27,98 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (51)$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 27,98} = 0,32$$

Определим среднюю высоту подвеса троса:

$$h_{ср.мп} = h_{мп} - \frac{2}{3} \cdot (h_{мп} - h_{\Gamma} - h_{мп.нр}) , \quad (52)$$

где $h_{мп}$ - высота подвеса троса (41 м);

h_{Γ} - наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета. Определяется по РД таблица 13.1. (6 м)

$h_{мп.нр}$ - расстояние между верхним проводом и молниезащитным тросом.

$$h_{мп.нр} = 4 + 0,015 \cdot (L_{прол} - 200) , \quad (53)$$

Где $L_{прол}$ - длина пролета. 330 м по таблице 50.9 [26]

$$h_{мп.нр} = 4 + 0,015 \cdot (330 - 200) = 5,9 \text{ м}$$

$$h_{ср.мп} = 41 - \frac{2}{3} \cdot (41 - 6 - 5,9) = 21,6 \text{ м}$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$\rho_0 = 0,05 \cdot N_{з.ч} , \quad (53)$$

Где $N_{з.ч}$ - число грозových часов (таблица 1)

$$\rho_0 = 0,05 \cdot 45 = 2,25$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N = 0,2 \cdot \rho_0 \cdot \left(\frac{d_{mp.mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp.mp} - \frac{2 \cdot h_{cp.mp}^2}{30} \right), \quad (54)$$

где $d_{mp.mp}$ - расстояние между системой «трос-трос». Принимается равным 0, т.к. 1 трос.

$$N = 0,2 \cdot 2,25 \cdot \left(\frac{1}{2} + 5 \cdot 5,9 - \frac{2 \cdot 5,9^2}{30} \right) = 36,7$$

Число ударов молнии в опору:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{L_{прол}} \quad (55)$$

$$N_{on} = 4 \cdot 36,7 \cdot \frac{41}{330} = 17$$

Ожидаемое удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударах молнии в опору определяется по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (56)$$

$$n_{on} = 18,1 \cdot 0,32 \cdot 0,9 = 5,3$$

4.2 удар молнии в трос в середине пролета

Рассчитываем волновое сопротивление коронирующей ВЛ с учетом затухания и деформации электромагнитной волны:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{h_{mp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{mp}}{r_{mp}}\right)}}, \quad (57)$$

где E_{cp} - напряженность электрического поля (отрицательной полярности) 35 кВ/см;

r_{mp} - удельное сопротивление троса

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1,5 \cdot 4100 \cdot 35}{763}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot 41}{0,01}\right)}} = 0,79$$

Собственное волновое сопротивление считаем по формуле:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(2 \cdot \frac{h_{cp,mp}}{r_{mp}}\right) \quad (58)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(2 \cdot \frac{21,6}{0,01}\right) = 522,2 \text{ Ом}$$

Расстояние между тросом и проводом:

$$d_{12} = \sqrt{3,5 + 5,5^2} = 6,5 \text{ м}$$

Расстояние между тросом и зеркальным отображением провода:

$$d'_{12} = \sqrt{3,5^2 + (2 \cdot h_{mp} - 5,5)^2} \quad (59)$$

$$d'_{12} = \sqrt{3,5^2 + (2 \cdot 41 - 5,5)^2} = 75,6 \text{ м}$$

Взаимное волновое сопротивление провода и троса:

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{12}}{d_{12}} \right) \quad (60)$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{75,6}{6,5} \right) = 147 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление по геометрическим параметрам:

$$Z_{mp,z} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \quad (61)$$

$$Z_{mp,z} = \frac{552,2 + 147}{2} = 334,6$$

Коэффициент геометрической связи:

$$k_r = \frac{Z_{12}}{Z_{11}} \quad (62)$$

$$k_r = \frac{552,2}{147} = 0,28$$

Волновое сопротивление коронирующего троса:

$$Z_{mp,k} = Z_{mp,z} \cdot \beta \quad (63)$$

$$Z_{mp,z} = 334,6 \cdot 0,79 = 112,3 \text{ Ом}$$

Коэффициент связи с учетом короны:

$$k_k = k_\Gamma \cdot \frac{Z_{mp,z}}{Z_{mp,k}} \quad (64)$$

$$k_k = 0,28 \cdot \frac{334,6}{112,3} = 0,839$$

Критическая крутизна фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции найдем по формуле:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{расч.ср} \cdot \Delta h \cdot \nu}{Z_{тр.к} \cdot (1 - k_k) \cdot L_{прол}} \quad (65)$$

где $E_{расч.ср}$ - средняя напряженность поля (330 кВ/м);

Δh - расстояние между тросом и верхним проводом;

ν - скорость распространения волны ($3 \cdot 10^8$ м/с)

$$\Delta h = h_{тр} - h_{пр.верх} + l_{раз} \quad (66)$$

Где $h_{пр.верх}$ - высота подвеса верхнего провода (33,93 м)

$$\Delta h = 41 - 35,5 + 1,27 = 6,7 \text{ м}$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 550 \cdot 6,7 \cdot 3 \cdot 10^8}{112 \cdot (1 - 0,839) \cdot 330} \cdot 10^{-6} = 129 \text{ кА/мкс}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета:

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot a_{sp}} \quad (67)$$

$$P_{mp} = e^{-0,08 \cdot 329} = 0,001$$

Число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии:

$$N_{mp} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{mp}}{L_{прол}} \right) \quad (68)$$

$$N_{mp} = 36,7 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 41}{330} \right) = 22$$

Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta \quad (69)$$

$$n_{mp} = 22 \cdot 0,001 \cdot 0,9 = 0,019$$

4.3 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту

Расстояние между тросом и средним проводом:

$$d_{13} = \sqrt{(6,5 + 5,5)^2 + 6,4^2} = 13,6 \text{ м}$$

Зеркальное отражение этой величины:

$$d'_{13} = \sqrt{(2 \cdot 41 - 5,5 - 6,5)^2 + 6,4^2} = 70,2 \text{ м}$$

Расстояние между тросом и нижним проводом:

$$d_{14} = \sqrt{(6,5 \cdot 2 + 5,5)^2 + 4,2^2} = 18,9 \text{ м}$$

Зеркальное отражение расстояния между тросом и нижним проводом:

$$d'_{14} = \sqrt{(2 \cdot 41 - 5,5 - 6,5 \cdot 2)^2 + 4,2^2} = 63,6 \text{ м}$$

Рассчитаем взаимные волновые сопротивления по аналогии как в (60):

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln\left(\frac{70,2}{13,6}\right) = 98,4 \text{ Ом}$$

$$Z_{14} = 60 \cdot \ln\left(\frac{63,6}{18,9}\right) = 72,8 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление провода, рассчитанное по геометрическим параметрам линии, найдем по аналогии (61):

$$Z_{np.z} = \frac{552,2 + 334,6 + 98,4 + 72,8}{4} = 264,5 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.k} = Z_{np.z} \cdot \beta \tag{70}$$

$$Z_{np.k} = 264,5 \cdot 0,335 = 88,6$$

50% разрядное напряжение для импульсного с усредненными параметрами найдем по формуле:

$$U_{50\%} = U'_{50\%} \cdot \left[0,92 - 0,012 \cdot L_{разр}^{[(0,74-0,06 \cdot L_{разр}) \cdot (L_{разр}-3)]} \right] \quad (71)$$

$$U_{50\%} = 600 \cdot 0,92 - \left[0,012 \cdot 1,27^{[(0,74-0,06 \cdot 1,27) \cdot (1,27-3)]} \right] = 695,9 \text{ кВ}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{нр.к}} \quad (72)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 695,9}{88,6} = 15,3 \text{ кА}$$

Вероятность значения тока молнии, превышающего критическое для удара молнии в провод:

$$P_{нр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (73)$$

$$P_{нр} = e^{-0,04 \cdot 15,3} = 0,48$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha = \arctan \frac{3,5}{5,5} = 32,5^\circ$$

Горизонтальное смещение провода относительно троса:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{мп}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{мп}}{r_{нр}} \right)} \right)^2, \quad (74)$$

где ΔS - расстояние между верхним проводом и серединой опоры (3,5 м).

$$D = 1 + 110 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{41}{6,7} \cdot \left(\frac{117 \cdot (110 \cdot 10^{-3})}{6,7 \cdot 3,5 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 33,5}{0,01} \right)} \right) = 1$$

Вероятность прорыва молнии на провод при положительных углах защиты троса:

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{D} \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{np} \cdot \Delta S - \frac{9}{D}} \right)} \quad (75)$$

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{1} \left(\frac{0,55}{6,7} \sqrt{32,5 \cdot 6,7 \cdot 3,5 - \frac{9}{1}} \right)} = 0,054$$

Число отключений ВЛ при прорыве сквозь тросовую защиту:

$$N_{np} = N \cdot P_{\alpha} \quad (76)$$

$$N_{np} = 36,7 \cdot 0,054 = 1,9$$

Удельное число грозовых отключений линии от прорыва молнии через тросовую защиту на провод:

$$n_{np} = N_{np} \cdot P_{np} \cdot \eta \quad (77)$$

$$n_{np} = 1,9 \cdot 0,48 \cdot 0,9 = 0,8$$

Удельное число грозовых отключений ВЛ:

$$n_z = n_{on} + n_{mp} + n_{np} \quad (78)$$

$$n_z = 5,294 + 0,01 + 0,8 = 6,1$$

Грозоупорность ВЛ:

$$N_G = n_G \cdot \frac{l_{ВЛ}}{100} \cdot \frac{N_{з.ч}}{100} \quad (79)$$

$$N_G = 5,3 \cdot \frac{150}{100} \cdot \frac{45}{100} = 3,6$$

По таблице П 24.1 РД число грозových отключений не должно превышать 18,8, а число отключений ВЛ от удара в провод составляет 0,8. Таким образом, выбранный грозозащитный трос и соответствующие мзоляторы позволяет осуществить защиту проектируемой линии электропередачи от разрушительного воздействия атмосферных перенапряжений.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для того, чтобы грамотно выбрать, а затем проверить оборудование на проектируемой подстанции необходимо знать токи КЗ.

Виды и применение значений токов КЗ:

- трехфазные КЗ применяются для проверки электрических аппаратов и жестких проводников на электродинамическую стойкость;
- двухфазное КЗ используют при проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость;
- однофазные КЗ – при проверке проводников и электрических аппаратов

Проверка электрических аппаратов на коммутационную способность производится либо по трехфазному, либо по однофазному току КЗ. Берется большее значение.

5.1 Выбор программного комплекса для расчетов токов КЗ

Для расчетов токов КЗ я выбрала программный комплекс RastrKZ (в составе RastrWin 3), который и предназначен для таких расчетов. Он осуществляет такие функции:

- рассчитывает металлические короткие замыкания однофазные КЗ, двухфазные КЗ, трехфазные КЗ и двухфазные на землю;
- учитывает взаимоиндукцию линии;
- рассчитывает влияние размыкания линий на токи КЗ и шунты;
- учитывает мнимые коэффициенты трансформации.

Используя RastrKZ можно безошибочно найти все необходимые и более точные значения токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах сети.

5.2 Подготовка исходной информации

Для того, чтобы выполнить расчеты необходимо выяснить параметры элементов схем замещения. Они задаются в именованных единицах без приведения значений этих параметров к одной ступени напряжения и с учетом

коэффициентов трансформации. Необходимо учитывать все синхронные генераторы.

В моей работе генераторы находятся на Комсомольской ТЭЦ-3. Это агрегаты типа ТГВ-200-2М. Найдем сверхпереходную ЭДС по формуле:

$$E_{\phi}'' = \sqrt{(U_{\phi_0} + I_0 \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi_0)^2 + (I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos \varphi_0)^2}, \quad (80)$$

где U_{ϕ_0} - фазное напряжение на выводах машины в момент, предшествующий КЗ (10 кВ);

I_0 - ток статора в момент, предшествующий КЗ (9,06 кА);

φ_0 - угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ (31,7);

x_d'' - сопротивление генератора.

Реактивное сопротивление определяется по формуле:

$$x = x_d'' = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (81)$$

Где x_{*d}'' сопротивление генератора в о.е. (0,34);

$U_{ном}$ - номинальное напряжение (10 кВ);

$S_{ном}$ - номинальная мощность агрегата (247 МВА)

$$x = x_d'' = 0,34 \cdot \frac{10^2}{247} = 0,341 \text{ Ом}$$

$$E_{\phi}' = \sqrt{(10 + 9,06 \cdot \sin(31,7))^2 + (9,06 \cdot 0,341 \cdot \cos(31,7))^2} = 14,76$$

Далее необходимо вычислить параметры схемы замещения трансформаторов. Для двухобмоточного трансформатора ТД-25000/110/10 найдем реактивное сопротивление по формуле:

$$x = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (82)$$

где u_k - напряжение КЗ трансформатора (10,5%);

$U_{ном}$ - номинальное напряжение трансформатора (110 кВ);

$S_{ном}$ - номинальная мощность (25 МВА)

$$x = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{110^2 \cdot 1000}{25000} = 50,8 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость трансформатора рассчитывается по формуле:

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{вн}^2}, \quad (83)$$

где ΔQ_x - потери реактивной мощности на холостой ход (175 кВар);

$U_{вн}$ - номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора (110 кВ).

$$B_m = \frac{175}{110^2} = 14,4 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость находится по формуле:

$$G_m = \frac{\Delta P_x}{U_{вн}^2}, \quad (84)$$

где ΔP_x - потери активной мощности на холостой ход (30 кВт)

$$G_m = \frac{30}{110^2} = 2,4 \text{ мкСм}$$

Для линии также необходимо определить параметры ее схемы замещения. Посчитаем участок ЛЭП от ТЭЦ до ПС «БАМ». Реактивное сопротивление:

$$x_\pi = \frac{x_0 \cdot l}{2}, \quad (85)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление линии. Для провода АС-300/39 это значение составляет 0,429 Ом/км.

l - длина линии (4,1 км).

Так как линия двухцепная, то сопротивление необходимо разделить на 2.

$$x_\pi = \frac{0,429 \cdot 4,1}{2} = 0,85 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость линии находится по формуле:

$$B_\pi = b_0 \cdot l, \quad (86)$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость линии (0,026 мкСм/км).

$$B_\pi = 0,026 \cdot 4,1 \cdot 10^{-6} = 0,1 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость линии:

$$G_i = g_0 \cdot l, \quad (87)$$

Где g_0 - удельная активная проводимость линии.

Рассчитывается для линий напряжением 220 кВ и выше.

Аналогично рассчитываем параметры для всех элементов сети. Все результаты для расчетов токов КЗ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – параметры схемы замещения сети

Параметры трансформаторов				
	Х, Ом	В, мкСм	G, мкСм	К _{тр}
ТД-25/110	50,8	0,014	2,4	0,09
ТДН-10/110	139	0,006	0,001	0,31
АТ-125/220 ВН	59,2	0,01	0,001	1
АТ-125/220 СН	0	0,01	0,001	0,5
АТ-125/220 НН	131	0,01	0,001	0,045
ТДТН-25/220 ВН	275	0,006	0,001	1
ТДТН-25/220 СН	0	0,006	0,001	0,5
ТДТН-25/220 НН	148	0,006	0,001	0,045
ТДТН-63/220 ВН	104	0,02	0,003	1
ТДТН-63/220 СН	0	0,02	0,003	0,5
ТДТН-63/220 НН	195	0,02	0,003	0,045
ТДН-40/110	38,4	0,02	0,002	0,091
Параметры линий				
ТЭЦ-БАМ	0,85	-10	0	
БАМ-Старт	2,35	-28,6	0	
Старт-Горин	28,2	-194,7	3,2	
Горин-Березовая	49,2	-339	5,65	
Березовая-Рудное	32,6	-420	0	

5.3 Расчет токов КЗ

Определение значений токов КЗ проводится на шинах, для которых далее выбирается и проверяется соответствующее оборудование. В моей работе такими точками являются:

К1 – шины 110 кВ на ПС «Березовая», т.к. необходима реконструкция ОРУ;

К2 – шины 110 кВ на Рудном месторождении;

К3 – шины 10 кВ на Рудном месторождении.

Кроме токов КЗ необходимо найти ударный ток и тепловой импульс. Ударный ток КЗ – это наибольшее мгновенное значение силы тока при возникновении короткого замыкания. С помощью него проверяется оборудование на электродинамическую стойкость. Находится ударный ток по формуле:

$$i_{yoi} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{T_a}}\right), \quad (88)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (для 110 кВ $T_a = 0,025$ для 10 кВ $T_a = 0,01$).

Для примера рассчитаем ударный ток для точки К1.

$$i_{yoi} = \sqrt{2} \cdot 7,05 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,025}}\right) = 14,45 \text{ кА}$$

Тепловой импульс позволяет проверить выбранное оборудование на термическую стойкость и находится по формуле:

$$B_k = \left(I_{no}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (89)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ОВ} , \quad (90)$$

где $t_{рз}$ - время действия релейной защиты (2 с)

$t_{ОВ}$ - время отключения выключателя (0,05 с)

$$t_{откл} = 2 + 0,05 = 2,05 \text{ с}$$

Тепловой импульс для точки К1

$$B = 7,05^2 \cdot (2,05 + 0,025) = 103,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ находится по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (91)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,05 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,025}} = 6,68 \text{ кА}$$

Результаты расчетов токов КЗ в режиме наибольших нагрузок с помощью ПВК RastrKZ представлены в таблице 13.

Таблица 13 - результаты расчетов токов КЗ максимального режима

Точка	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{уд}^{(3)}$, кА	$I_{ат}$, кА	B_k , кА ² ·с
К1 (110кВ)	5,498	6,101	7,05	14,45	6,68	103,13
К2 (110кВ)	4,82	7,11	8,21	13,97	7,78	139,86
К3 (10кВ)	5,205	9,804	11,321	18,18	10,73	265,94

Результаты расчетов токов КЗ в минимальном режиме с помощью ПВК RastrKZ представлены в таблице 14.

Таблица 14 – результаты расчетов токов КЗ в минимальном режиме

Точка	$I_{по}^{(1)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{уд}^{(3)}$, кА	$I_{ат}$, кА	B_k , кА ² ·с
К1 (110кВ)	2,002	3,301	6,095	12,49	5,77	77,08
К2(110кВ)	2,124	3,321	6,99	14,32	6,62	101,38
К3(10кВ)	4,651	4,98	10,12	16,25	9,59	212,6

Используя значения, представленные в таблице 13 будет производиться выбор и проверка необходимого оборудования. Значения токов КЗ минимального режима (таблица 14) позволят в дальнейшем выбрать комплексы релейной защиты.

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОЙ ПС

На данном этапе работы необходимо определиться со схемой проектируемой подстанции на рудном месторождении, а также провести реконструкцию для ОРУ СН подстанции «Березовая» и выбрать все то оборудование, которое позволит этим ПС эффективно работать.

6.1 Разработка оптимального варианта однолинейной электрической схемы подстанции и ее конструктивное исполнение

Структурная схема ПС на рудном месторождении показана на рисунке 15.

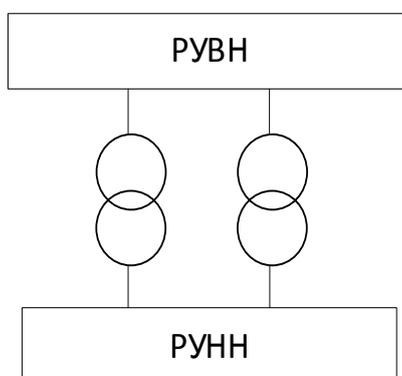


Рисунок 15 – структурная схема ПС рудного месторождения.

На стороне ВН 110 кВ, ранее в п.3.1 была выбрана схема РУ номер 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии.

На стороне НН 10 кВ выбрана схема РУ одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Подробная однолинейная схема ПС представлена на рисунке 16.

Распределительные устройства можно выполнить открытыми (ОРУ), закрытыми (ЗРУ) или комплектными (КРУ). Так как рудное месторождение находится вне территории населенного пункта и климатические условия достаточно умеренные, то на стороне ВН выбираем тип ОРУ. Такое конструктивное исполнение позволяет размещать электрические аппараты больших размеров, обусловленные их применением на классах высокого напряжения. В экономическом плане выбор ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений.

Распределительное устройство 10 кВ выполним по типу комплектного наружной установки (КРУН). Такое РУ достаточно компактное и собирается из типовых унифицированных ячеек, что сокращает срок монтажных работ. КРУН очень удобно в управлении и безотказно в процессе эксплуатации.

Также необходимо выполнить сооружение ОРУ 110 кВ для ПС «Березовая». Однолинейная схема РУ 9Н-одна рабочая секционированная выключателем система шин представлена на рисунке 17.

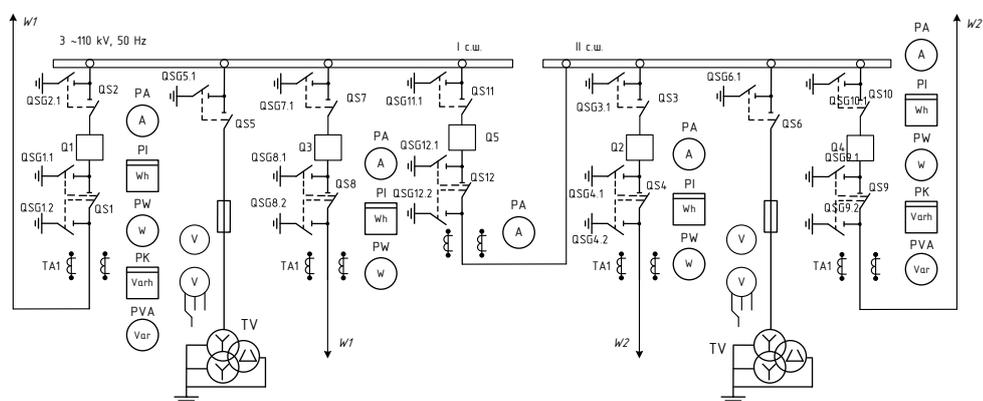


Рисунок 17 – однолинейная схема ОРУ 110 кВ ПС «Березовая»

На проектируемой ПС в работе будут находиться достаточно мощные силовые трансформаторы. Вибрация их активных частей и вентиляционная система охлаждения создают шум, который вызывает дискомфортные ощущения. Уровень шума необходимо снижать. Для этого на объекте предусматриваются шумовые экраны.

Слив трансформаторного масла при его замене или просушки также требует дополнительного конструктивного решения в виде маслоприемников, маслоотводоов и маслосборников.

Для общеподстанционного пункта управления предусматривается отдельное здание. В этом здании сосредотачивается подстанционная аппаратура всех вспомогательных цепей релейной защиты, автоматики, телемеханики и конечно управления. Здание ОПУ может быть выполнено блочно-модульного типа, каркасного или бескаркасного типа. А может располагаться в оболочке контейнера.

В конструктивное исполнение включается и заземление самой подстанции.

6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На ОРУ 110 кВ электрооборудование будет соединяться между собой гибкими шинами. Необходимо выбрать сечение таких шин. Выбор производится:

- по длительно допустимому току.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб. утяж}} , \quad (92)$$

где $I_{\text{раб. утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины конкретного сечения.

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}} , \quad (93)$$

где I_{max} - максимальный суммарный ток трансформатора, который проходит через один выключатель.

$$I_{\text{max}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (94)$$

$$I_{\max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,209 \text{ кА}$$

- По термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (95)$$

где q_{\min} - минимальное значение сечения провода;

C - коэффициент, который принимается равным 91 для алюминиевых шин и кабелей.

Гибкие шины крепятся на подвесные изоляторы. В своей работе я выбрала изоляторы типа ЛК-70/110-III УХЛ1. Расстояние между фазами при напряжении 110 кВ принимаем 3 м. Это говорит о том, что проверку на электродинамическую стойкость для гибких шин не производим, так как силы взаимодействия между фазами мало. Но, если токи КЗ достаточно большие, то провода могут приблизиться и это приведет к их схлестыванию.

Проверяют, выбранные гибкие шины на термическую стойкость. Суть заключается в том, чтобы определить через токи КЗ температуру нагрева и сравнить ее с кратковременной допустимой.

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп} \quad (96)$$

Допустимая температура нагрева для различных проводников:

– Голые медные $Q_{к.доп} = 300^\circ \text{C}$;

Выбранные шины необходимо проверить и на условие короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (97)$$

где E_0 - напряженность электрического поля, при которой возникает коронный разряд;

E - напряженность электрического поля над поверхностью нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (98)$$

где m - коэффициент, который учитывает шероховатость поверхности провода (0,82);

r_0 - радиус провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (99)$$

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

Если фазы расположены горизонтально, то это расстояние находится по формуле:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (100)$$

где D - расстояние между соседними фазами.

На стороне ВН выбираю гибкую шину марки АС-185/24. Для него допустимый ток составляет $I_{дон} = 520$ А, а радиус провода $r_0 = 0,945$ см.

Расстояние между фазами $D = 300$ см.

Проверяем сечение в утяжеленном:

$$I_{раб. утяж} = 1,4 \cdot 209 = 292 \text{ А}$$

$$520 \geq 292$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 \left(+ \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,49 \text{ кВ/см}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,945 \cdot \lg \frac{378}{0,945}} = 15,836 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 15,836 = 16,945 \text{ кВ/см}$$

$$0,9 \cdot E = 0,9 \cdot 32,488 = 29,239 \text{ кВ/см}$$

$$16,945 \leq 29,239$$

Выбранный провод проходит по условию нагрева и по условию возникновения коронного разряда.

6.3 Выбор и проверка выключателей РУ ВН

В настоящее время существует большое количество различных выключатели высокого напряжения как по конструктивному исполнению, так и по типу изоляции. Климатические условия, рассматриваемого района позволяют использовать высоковольтные выключатели бакового типа. Наиболее надежными считаются выключатели с элегазовой изоляцией.

Выбор коммутационных аппаратов производится по

- Напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{101}$$

- По длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (102)$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (103)$$

Так, как существует возможность отключение одного из силового трансформатора, то ток для выбора выключателя следует брать в утяжеленном режиме работы. Его значение было найдено в предыдущем пункте по формуле (93). Для своего РУ выбираем выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 У1. В таком трехполюсном выключателе полюса размещаются на одной раме и управляются только одним пружинным приводом ППрК.

Значение допускаемой апериодической составляющей в отключенном токе найдем по формуле:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл.ном}}}{100}, \quad (104)$$

где $\beta_{\text{н}}$ - значение номинального относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе. Для выбранного выключателя это значение составляет 40.

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

Выключатель проверяется и на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{\text{к.в}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (105)$$

где $I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости (40 кА);

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости (3 с).

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Если расчетные данные меньше каталожных, то аппарат выбран верно. В таблице 15 представлены результаты сравнения расчетных и каталожных данных выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1.

Таблица 15 – результаты сравнения расчетных и каталожных данных выключателя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_n=110 \text{ кВ}$	$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n=2500 \text{ А}$	$I_{р.утяж}=293 \text{ А}$	$I_{р.утяж} \leq I_n$
$I_{пр.скв}=102 \text{ кА}$	$I_{уд}=13,97 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=139,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=8,21 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=8,21 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном}=22,627 \text{ кА}$	$I_{ат}=10,73 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{а.ном}$

Результаты показывают, что выбранный выключатель полностью удовлетворяет все условия.

6.4 Выбор и проверка разъединителей РУ ВН

Расчет для выбора разъединителя проводится так же, как и для выключателя. Разъединители не проверяют на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей. Для управления главными и заземляющими ножами устанавливаются приводы.

Разъединители, как и выключатели могут оказаться в работе в утяжеленном режиме. Это разъединители на стороне ремонтной перемычки и со стороны выключателей и трансформаторов. Для них также нужно при выборе учитывать ток больше номинального в 1,4, так как работает один

трансформатор. Выбираем разъединитель марки РНДЗ-110/1000 УХЛ1 с рычажным приводом наружной установки. Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 16.

Таблица 16 – сравнение каталожных данных и расчетных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_n=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_n$
$I_n=1600$ А	$I_{p.утяж}=293$ А	$I_{p.утяж} \leq I_n$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=13,97$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800$ кА ² ·с	$B_k=139,86$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Результаты, представленные в таблице, показывают, что разъединитель проходит по всем условиям.

Разъединители со стороны линии выбираем по номинальному току в нормальном режиме. Его значение было найдено в п.6.2 по формуле (94). Примем к установке тип разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1 (привод рычажной наружной установки) и сравним данные ниже в таблице.

Таблица 17 - сравнение каталожных данных и расчетных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_n=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_n$
$I_n=1600$ А	$I_{н.мах}=209$ А	$I_{н.мах} \leq I_n$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=13,97$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800$ кА ² ·с	$B_k=139,86$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Проверка показывает, что разъединитель выбран верно и может использоваться на присоединениях со стороны линии.

Для всех присоединений выбраны верные типы разъединителей, которые будут эффективно работать.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН

Трансформаторы тока необходим для подключения соответствующих измерительных приборов и для изоляции этих приборов от цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока осуществляется по классу напряжения, по максимальному рабочему току, по конструкции и по классу точности. Проверяется ТТ по динамической и термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (106)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}, \quad (107)$$

где $I_{1ном}$ - номинальный ток первичной цепи ТТ.

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (108)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (109)$$

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (110)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$ - номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей незначительно, то можно принять:

$$Z_{2доп} \approx r_{2доп} \quad (111)$$

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (112)$$

где $r_{\text{приб}}$ - активное сопротивление всех приборов;

$r_{\text{пров}}$ - активное сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ - активное сопротивление контактов.

Количество приборов больше трех, поэтому принимаем сопротивление контактов 0,1 Ом.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (113)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, которую потребляют приборы;

$I_{2\text{ном}}$ - вторичный номинальный ток приборов.

Трансформатор тока на стороне ВН подключается к трем фазам. При нормальной работе к каждому трансформатору подключается определенное количество приборов. В случае, когда один из ТТ выходит из строя, вся его вторичная нагрузка переходит к оставшемуся в работе ТТ. Поэтому выбор будем производить сразу для послеаварийного режима, когда нормально работает только один ТТ, следовательно, ток для выбора нужно учитывать в утяжеленном режиме. Его значение найдено ранее в п.6.2.

Таблица 18 – вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	РА194И-2К4Т	2	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	PS194P-2К1Т	2	0,5	0,5	0,5
Варметр	PS194Q-2К1Т	2	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	4	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ					

ВСЕГО		10	3,4	3,4	3,4
-------	--	----	-----	-----	-----

Сопротивление приборов:

$$r_{np} = \frac{3,4}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

Длину проводника примем 60 м. Сопротивление провода:

$$r_{пров} = \frac{0,017 \cdot 60}{4} = 0,255 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2дон} = 0,14 + 0,255 + 0,1 = 0,49 \text{ Ом}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТВ-110-II-300/5 У1. Класс точности данного ТТ составляет 0,5. Сравнение параметров в таблице 19.

Таблица 19 – сравнение параметров ТТ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_n=110 \text{ кВ}$	$U_n \leq U_{уст}$
$I_{ном}=300 \text{ А}$	$I_{р.утяж}=293 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_n=1,2 \text{ Ом}$	$Z_2=0,49 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин}=400 \text{ кА}$	$I_{уд}=13,97 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=139,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

По всем условиям выбранный трансформатор тока может эксплуатироваться на стороне ВН проектируемой подстанции.

6.6 Выбор и проверка ОПН РУ ВН

Нелинейный ограничитель перенапряжения является основным аппаратом для защиты оборудования на ПС от грозовых и коммутационных перенапряжений. Согласно ГОСТ Р 52725-2007 ОПН делят на две группы:

- По величине номинального разрядного тока (5000 А, 10000 А, 20000 А);
- По пропускной способности на прямоугольном импульсе тока, который длится 2000 мкс с указанием удельной энергии этого импульса, отнесенной к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению.

Для выбора ОПН необходимо найти узнать максимальную допустимую величину на ограничителе. В сетях 110-500 кВ, работающие с эффективно заземленной нейтралью, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя должно быть:

$$U_{р.н.р} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (114)$$

где $U_{н.р.}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение электроустановки. (для 110 кВ $U_{н.р.110} = 126$ кВ).

$$U_{н.р.н110} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,52 \text{ кВ}$$

Выбираем нелинейный ограничитель марки Характеристики, выбранного нелинейного ограничителя представлены в таблице 20.

Таблица 20 – характеристики ОПН

Тип	$U_{н.р.}$, кВ	$I_{ном.}$, А	$U_{ост.к.}$ при имп. токе 500(1000) А, кВ	$U_{ост.г.}$ при имп.токе 5(10) кА, кВ	$I_{вб.}$, кА	Э, кДж(полная энергоемкость)
ОПН-П- 110/77/10/550 УХЛ1	77	10	187 (195)	253 (286)	40	370

Нормируемый ток взрывобезопасности $I_{вб}$ должен быть на 15-20 % больше, чем ток КЗ в точке, где устанавливается выбранный ОПН для того, чтобы избежать взрывного разрушения его покрышки.

$$I_{вб} \geq (1,15 - 1,20) \cdot I_{п0}^{(3)} \quad (115)$$

$$40 \geq 9,85 \text{ кА}$$

Остающееся напряжение ОПН при возникновении коммутационного импульса тока должен быть меньше, чем испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования с запасом в 15-20 %.

$$U_{ост.к} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15 - 1,20)}, \quad (116)$$

где $U_{ки}$ - коммутационное перенапряжение и находится оно по формуле:

$$U_{ки} = K_{II} \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50}, \quad (117)$$

где K_{II} - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии краткого импульса. Его значение для силовых трансформаторов составляет 1,35;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократное воздействие перенапряжения и возможное старение изоляции. Значение этого коэффициента для силовых трансформаторов составляет 0,9.

$U_{исп50}$ - одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц. Для электроустановок 110 кВ $U_{исп50} = 200$ кВ.

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,65 \text{ кВ}$$

$$195 < 286,37 \text{ кВ.}$$

По всем проверкам видно, что выбранный ОПН может использоваться на шинах РУ 110 кВ. ОПН устанавливается в присоединениях трансформатора. ОПН-П-110/77/10/550 УХЛ1. Данный ОПН имеет 2 класс энергоемкости (2,5-3,0 кДж/кВ)

6.7 Выбор комплектного распределительного устройства

На шины НН 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство наружной установки серии К – 59 У1. Это устройство соответствует требованиям ГОСТ 14693-90.

Выбранное КРУН имеет хорошую фарфоровую изоляцию и выкатные выключатели. В ячейках размещена быстродействующая дуговая защита. Также предусмотрена возможность управлять электроподогревом внутри КРУ при низких температурах.

Все выкатные части унифицированы. Такой тип КРУН рассчитан на работу при землетрясении до 9 баллов. Срок службы составляет 30 лет.

Основные характеристики шкафов КРУ представлены в таблице 21

Таблица 21 – характеристики шкафа КРУН серии К-59 У1.

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей, А	2500
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Габариты шкафа (Ширина/глубина/высота), мм	750/2110/2425
Масса транспортного блока из пяти ячеек, кг	4700

Выбор и проверка выключателей производится по аналогии п.6.3. выбираем вводной выключатель типа ВБЭ-10-40/3150 У1 для случая в утяжеленном режиме. Ток найдем по формуле:

$$I_{p.утяж} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (118)$$

$$I_{p.утяж} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,079 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные выключателя представлены в таблице 22.

Таблица 22 – каталожные и расчетные данные ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H=3150 \text{ А}$	$I_{p.утяж}=3079 \text{ А}$	$I_{p.утяж} \leq I_H$

Продолжение таблицы 22

$I_{\text{пр.сқв}}=22,63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=18,18 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.сқв}}$
$B_{\text{к}}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}}=265,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{вкл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=11,31 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=11,31 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$

В качестве секционного выключателя выбираем выключатель ВБЭ-10-40/2500 У1. Ток протекания соответствует току в нормальном режиме и находится по формуле (94). Проверим выбранный выключатель.

$$I_{\text{н.мах}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,309 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

$$B_{\text{к.в}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные выключателя представлены в таблице 23.

Таблица 23 – каталожные и расчетные данные ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{н.мах}}=2309 \text{ А}$	$I_{\text{н.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$I_{\text{пр.сқв}}=22,63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=18,18 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.сқв}}$
$B_{\text{к}}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}}=265,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{вкл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=11,31 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=11,31 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$

Проверка показывает, что выключатель ВБЭ может быть использован в качестве секционного.

Со стороны линии примем к установке выключатель ВБЭ-10-40/2500У1. Ток протекания равен току в нормальном режиме. Проверка выключателя приведена ниже.

$$I_{н.маx} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,309 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные выключателя представлены в таблице 24.

Таблица 24 – каталожные и расчетные данные ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н}=10 \text{ кВ}$	$U_{р}=10 \text{ кВ}$	$U_{р} \leq U_{н}$
$I_{н}=2500 \text{ А}$	$I_{н.маx}=2309 \text{ А}$	$I_{н.маx} \leq I_{н}$
$I_{пр.скв}=22,63 \text{ кА}$	$I_{уд}=18,18 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{пр.скв}$
$B_{к}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=265,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=11,31 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=11,31 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$

Выключатель проходит по всем проверкам. Вводной, секционный и линейный выключатели, выбранной марки могут использоваться в КРУН 10 кВ.

6.8 Выбор и проверка ОПН КРУН

По методу, который приведен в п.6.6 выбрала ОПН-П1-10/12/10/550 УХЛ1. Класс энергоемкости 4 (до 7 кДж/кВ). ОПН устанавливается на секциях шин у измерительного трансформатора напряжения.

$$U_{р.н.рб} = U_{н.р.б} = 12 \text{ кВ} \quad (119)$$

Основные характеристики данного нелинейного ограничителя представлены в таблице 25.

Таблица 25 – характеристики ОПН

Тип	$U_{н.р.}$ кВ	$I_{ном.}$ А	$U_{ост к, при}$ имп. токе 500(1000) А, кВ	$U_{ост г, при}$ имп.токе 5(10) кА, кВ	$I_{вб,}$ кА	Э, кДж(полная энергоемкость)
ОПН-П1- 10/12/10/550 УХЛ2	12	10	28,7 (29,7)	35,6 (37,7)	40	54

Нормируемый ток взрывобезопасности сравниваем с наибольшим током КЗ

$$40 \geq 21,8$$

Одноминутное испытательное напряжение для 10 кВ $U_{исп50} = 35$ кВ.

Сравнение остающегося напряжения ОПН с испытательным:

$$29,7 \leq 50,1 \text{ кВ}$$

Все условия соблюдаются и ОПН может эксплуатироваться на РУ 10 кВ.

6.9 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН

На присоединении со стороны вводного выключателя состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 26.

Таблица 26 – вторичная нагрузка ТТ.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	РА194I-2K4T	2	1	1	1
Ваттметр	PS194P-2K1T	2	0,5	0,5	0,5
Варметр	PS194Q-2K1T	2	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	4	5	5	5
Счетчик РЭ					
ВСЕГО		10	9	9	9

Сопротивление приборов:

$$r_{np} = \frac{9}{5^2} = 0,36 \text{ Ом}$$

Найдем допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{\gamma \cdot l}{S}, \quad (120)$$

Где γ - удельная проводимость проводника. Для меди $\gamma = 0,017$ м/Ом·мм²;

S - площадь сечения провода (выбирается по нагрузке. 4 мм²);

Примем длину соединительных проводов 10 метров.

$$r_{пров} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = 0,36 + 0,04 + 0,01 = 0,41 \text{ Ом}$$

Ток протекания равен току в утяжеленном режиме, который был найден в п. 6.7. при выборе вводного выключателя. Принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-10/3000/5 в классе точности 0,5. Все сравнительные параметры в таблице 27.

Таблица 27 – сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \leq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}}=3000 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяж}}=3079 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н}}=2,4 \text{ Ом}$	$Z_2=0,41 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=18,18 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=265,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$

По результатам проверки ТТ выбран верно.

Со стороны секционного и линейного выключателя также необходимо определить какой ТТ будет использоваться. Ток протекания для выбора равен номинальному. При выборе секционного выключателя этот ток уже был найден. Вторичная нагрузка указана в таблице 28.

Таблица 28 – вторичная нагрузка трансформатора тока со стороны секционного выключателя.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	РА194И-2К4Т	1	1	1	1
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	1	5	5	5
Счетчик РЭ					
Всего		2	6	6	6

$$r_{\text{np}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{прос}} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{дон}} = 0,24 + 0,04 + 0,01 = 0,29 \text{ Ом}$$

Принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-10/2500/5 в классе точности 0,5. Сравнительные параметры в таблице 29.

Таблица 29 – сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \leq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{н.мах}}=2309 \text{ А}$	$I_{\text{н.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н}}=2,4 \text{ Ом}$	$Z_2=0,29 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=18,18 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=265,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$

По результатам проверки видно, что ТТ выбран верно.

На всех присоединениях, выбранные трансформаторы тока соответствуют всем условиям выбора и проверки, а значит могут эффективно использоваться.

6.10 Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУН

Трансформаторы напряжения нужны, чтобы понижать значение высокого напряжения до стандартного значения, которое составляет 100 В. Их выбирают по напряжению, конструкции, схеме соединения обмоток, классу точности, а проверяются по значению вторичной нагрузке.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}} \quad (121)$$

$$S_2 \leq S_{\text{ном}} \quad (122)$$

Мощность трансформатора напряжения зависит от мощности вторичной нагрузки, которая складывается из мощности приборов, подключаемых к ТН. В таблице 30 приведены количество и мощность приборов.

Таблица 30 – вторичная нагрузка ТН.

Прибор	Тип	Количество	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	PZ194U-2K4T	2	12,5
Варметр	PS194Q-2K1T	2	1,5
Ваттметр	PS194P-2K1T	2	1,5
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	4	10,5
Счетчик РЭ			
Итого		10	73

Для КРУН-10 кВ устанавливаем 2 трансформатора напряжения. По конструкции (две звезды и разомкнутый треугольник) и по номинальному напряжению я выбрала НАЛИ-10-2 У2. Проверка приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка ТН НАЛИ-10-2 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сети}=10$ кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$
$S_{ном}=90$ ВА	$S_2=73$ ВА	$S_2 \leq S_{ном}$

Проверка показывает, что выбранный ТН подходит для установки в КРУН-10 кВ.

6.11 Выбор и проверка выключателей, разъединителей и ОПН ОРУ 110 кВ ПС «Березовая»

Выбираем вводной выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 У1 по аналогии как показано в п.6.3. Во внимание принимаем фактор, учитывающий, возможность работы в утяжеленном режиме. Это говорит о том, что при отказе одного из АТ значение тока возрастет. По формуле (118) определим такой ток:

$$I_{p.утяж} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,462 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение каталожных данных и расчетных по выбранному выключателю представлен в таблице 32.

Таблица 32 – сравнение каталожных данных и расчетных выключателя типа ВЭБ-110-40/2500 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110 \text{ кВ}$	$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H=2500 \text{ А}$	$I_{p.утяж}=462 \text{ А}$	$I_{p.утяж} \leq I_H$
$I_{пр.скв}=102 \text{ кА}$	$I_{уд}=2,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=103,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=14,45 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=14,45 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном}=22,63 \text{ кА}$	$I_{ат}=6,68 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{a.ном}$

Выбранный выключатель соответствует параметрам и проходит проверку по всем условиям работы.

Секционный выключатель выберем такого же типа ВЭБ-110-40/2500 У1. Рассчитаем все параметры и проверим по условиям, указанным выше в п 6.3.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,330 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение каталожных данных и расчетных по выбранному выключателю представлен в таблице 33.

Таблица 33 – сравнение каталожных данных и расчетных выключателя типа ВЭБ-110-40/2500 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110 \text{ кВ}$	$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H=2500 \text{ А}$	$I_{p.max}=330 \text{ А}$	$I_{H.max} \leq I_H$
$I_{пр.скв}=102 \text{ кА}$	$I_{уд}=2,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=103,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=14,45 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=14,45 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном}=22,63 \text{ кА}$	$I_{ат}=6,68 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{a.ном}$

Выбранный выключатель проходит по всем проверкам, следовательно, он выбран правильно.

Линейный выключатель необходимо выбрать с условием, что в случае аварийной ситуации вся нагрузка будет протекать только через одну линию. Ток в таком случае находится по формуле (118). Марка выбранного выключателя ВЭБ-110-40/2500 У1.

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,462 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение каталожных данных и расчетных по выбранному выключателю представлен в таблице 34.

Таблица 34 – сравнение каталожных данных и расчетных выключателя типа ВЭБ-110-40/2500 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=2500$ А	$I_{p.утяж}=462$ А	$I_{p.утяж} \leq I_H$
$I_{пр.скв}=102$ кА	$I_{уд}=2,5$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800$ кА ² ·с	$B_k=103,13$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл}=40$ кА	$I_{по}=14,45$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40$ кА	$I_{по}=14,45$ кА	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном}=22,63$ кА	$I_{ат}=6,68$ кА	$I_{ат} \leq i_{a.ном}$

Выбранный выключатель соответствует параметрам и проходит проверку по всем условиям. Выключатели выбраны и проверены по условиям для всех присоединений и могут эксплуатироваться на ОРУ 110 кВ.

Со стороны вводного выключателя выбираем разъединитель марки РНДЗ-110/1000 У1 с рычажным приводом наружной установки. В таблице 35 можно посмотреть сравнение всех необходимых характеристик.

Таблица 35 – сравнение каталожных и расчетных параметров РНДЗ-110/1000 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=1000$ А	$I_{p.утяж}=462$ А	$I_{p.утяж} \leq I_H$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=14,45$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800$ кА ² ·с	$B_k=103,13$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Выбранный разъединитель соответствует всем параметрам и может быть установлен на ОРУ 110 кВ ПС «Березовая».

Со стороны секционного выключателя ставим такой же разъединитель РНДЗ-110/1000 У1. Привод у такого разъединителя рычажной наружной установки.

Таблица 36 – сравнение каталожных и расчетных параметров РНДЗ-110/1000 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=1000$ А	$I_{H,max}=330$ А	$I_{H,max} \leq I_H$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=14,45$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800$ кА ² ·с	$B_k=103,13$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

По сравнительным данным разъединитель выбран верно.

Затем со стороны линейного выключателя поставим РНДЗ-110/1000 У1 с рычажным приводом.

Таблица 37 – сравнение каталожных и расчетных параметров РНДЗ-110/1000 У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=1000$ А	$I_{р.утяж}=462$ А	$I_{р.утяж} \leq I_H$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=14,45$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800$ кА ² ·с	$B_k=103,13$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Выбранные разъединители могут быть приняты к установке, так как все условия проверки соблюдаются.

По длительно допустимому напряжению, значение которого находится по формуле (114):

$$U_{н.р.н110} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,52 \text{ кВ}$$

Выбираем нелинейный ограничитель перенапряжения марки ОПН-П-110/77/550 УХЛ1. Класс энергоемкости 2. Устанавливается ОПН в цепях трансформатора напряжения. Параметры такого ОПН представлены в таблице 38

Таблица 38 – характеристики ОПН

Тип	U _{н.р.} , кВ	I _{ном.} , А	U _{ост к.} при имп. токе 500(1000) А, кВ	U _{ост г.} при имп.токе 5(10) кА, кВ	I _{вб.} , кА	Э, кДж(полная энергоемкость)
ОПН-П- 110/77/10/550 УХЛ1	77	10	187 (195)	263 (286)	40	370

Проверка на взрывобезопасность и остающееся напряжение проводится аналогично, как и в п.6.6.

$$40 \geq 8,46 \text{ кА}$$

$$195 \leq 286,4 \text{ кВ}$$

Выбранный ОПН соответствует требованиям выбора и проверки.

6.12 Выбор и проверка трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ ПС «Березовая»

Для ОРУ 110 кВ следует выбрать и проверить ТТ на всех присоединениях. Для начала определимся с ТТ со стороны вводного выключателя. Значение тока было найдено ранее в п.6.9. при выборе вводного выключателя и составляет 462 А, как для утяжеленного режима.

Вторичная нагрузка трансформатора тока на ОРУ 110 кВ ПС «Березовая» со стороны вводного выключателя представлена в таблице 39.

Таблица 39 – вторичная нагрузка ТТ.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	2	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	PS194P-2К1Т	2	0,5	0,5	0,5
Варметр	PS194Q-2К1Т	2	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	4	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ					
ВСЕГО		10	3,4	3,4	3,4

Сопротивление приборов:

$$r_{np} = \frac{3,4}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

Длину проводника примем 60 м. Сопротивление провода:

$$r_{пров} = \frac{0,017 \cdot 60}{4} = 0,255 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{200n} = 0,14 + 0,255 + 0,1 = 0,49 \text{ Ом}$$

Выбираю трансформатор тока типа ТВ-110-VI-600/5 У1. Класс точности такого ТТ составляет 0,5. Сравнение параметров в таблице 40.

Таблица 40 – сравнение параметров ТТ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{уст}=110$ кВ	$U_H=110$ кВ	$U_H \leq U_{уст}$
$I_{ном}=600$ А	$I_{р.утяж}=462$ А	$I_{р.утяж} \leq I_{ном}$
$Z_H=1,2$ Ом	$Z_2=0,49$ Ом	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{дин}=400$ кА	$I_{уд}=14,45$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T=4800$ кА ² ·с	$B_k=103,13$ кА ² ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбранный трансформатор тока соответствует всем условиям.

Далее необходимо выбрать трансформатор тока со стороны секционного выключателя. Вторичная нагрузка указана в таблице 41. Выбор производим по номинальному току, которое было найдено в предыдущем пункте при выборе секционного выключателя по формуле 94.

Таблица 41 – вторичная нагрузка трансформатора тока со стороны секционного выключателя.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	1	1	1	1
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	1	5	5	5
Счетчик РЭ					
Всего		2	6	6	6

$$r_{np} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

$$r_{прос} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$r_{2дон} = 0,24 + 0,04 + 0,01 = 0,29 \text{ Ом}$$

Принимаем трансформатор тока марки ТВ-110-VI-600/5 У1. Класс точности такого ТТ составляет 0,5. Сравнительные параметры в таблице 42.

Таблица 42 – сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{уст}=110$ кВ	$U_H=110$ кВ	$U_H \leq U_{уст}$
$I_{ном}=600$ А	$I_{н.мах}=330$ А	$I_{н.мах} \leq I_{ном}$
$Z_H=2,4$ Ом	$Z_2=0,29$ Ом	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{дин}=102$ кА	$I_{уд}=14,45$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T=4800$ кА ² ·с	$B_k=103,13$ кА ² ·с	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

При выборе все условия соблюдены, следовательно, измерительный ТТ может быть использован на присоединении секционного выключателя.

Со стороны линейного выключателя выбираем трансформатор тока с учетом работы только одной линии. Ток в этом случае больше максимального рабочего. Его значение найдено в п.6.9. и составляет 462. Вторичная нагрузка составляет.

Таблица 43 – вторичная нагрузка трансформатора тока со стороны секционного выключателя.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	1	1	1	1
Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	1	5	5	5
Счетчик РЭ					
Всего		2	6	6	6

$$r_{np} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

$$r_{прос} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = 0,24 + 0,04 + 0,01 = 0,29 \text{ Ом}$$

Принимаем трансформатор тока марки ТВ-110-VI-600/5 У1. Класс точности такого ТТ составляет 0,5. Сравнительные параметры в таблице 44.

Таблица 44 – сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \leq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{н}}=462 \text{ А}$	$I_{\text{н}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н}}=2,4 \text{ Ом}$	$Z_2=0,29 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=14,45 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=103,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$

По условиям выбора и проверки трансформатор тока может быть использован на данном РУ.

На всех присоединениях ТТ выбраны верно и могут служить в качестве измерительных для подключения счетчиков и измерительных приборов.

6.13 Выбор и проверка трансформатора напряжения ОРУ 110 кВ ПС «Березовая»

В п.6.10. показан метод, по которому выбирается ТН. Необходимо учитывать напряжение и нагрузку, подключаемых приборов. Мощность и количество всех этих приборов представлены в таблице 45.

Таблица 45 – вторичная нагрузка ТН на ОРУ 110 кВ ПС «Березовая».

Прибор	Тип	Количество	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	PZ194U-2K4T	2	12,5
Варметр	PS194Q-2K1T	2	1,5
Ваттметр	PS194P-2K1T	2	1,5

Счетчик АЭ	СЭТ 4ТМ	4	0,1
Счетчик РЭ			
Итого		10	31,4

Примем трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1. Конфигурация ТН представляет собой две обмотки по схеме звезда и одна – разомкнутый треугольник.

Таблица 46 – проверка ТН НАМИ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}}=360 \text{ ВА}$	$S_2=31,4 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{\text{ном}}$

По результатам проверки трансформатор напряжения выбран правильно и может использоваться на шинах 110 кВ ПС «Березовая».

6.14 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребление электроэнергии происходит и на самой ПС. В соответствии с Приказом Минэнерго от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» приемниками энергии считаются оперативные цепи, системы охлаждения оборудования, сигнализация, связь, обогрев и освещение зданий, а также их вентиляция. Небольшие ремонтные работы, которые выполняются в процессе эксплуатации, питание компрессоров и т.д.

В состав ЭП собственных нужд не должны включаться потребители на хозяйственные нужды. Мощность таких потребителей мала и присоединяется к сети 380/220 В.

Для начала необходимо найти величину нагрузки собственных нужд.

Таблица 47 – нагрузка собственных нужд ПС

Потребитель	Нагрузка на ТСН, кВт
Отопление и вентиляция КРУН	11
Освещение КУН	1
Освещение ОРУ	0,84
Обогрев шкафов КРУН	15
Аппаратура связи	1,2
Охлаждение трансформаторов	1
Обогрев выключателей	15
Обогрев приводов выключателей	3,3
Отопление ОПУ	33
Освещение и вентиляция ОПУ	4
Всего	85,34

Мощность трансформатора собственных нужд найдем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sum P_{тсн}, \quad (123)$$

где k_c - коэффициент спроса, который учитывает коэффициенты одновременности и загрузки трансформатора (0,7);

$\sum P_{тсн}$ - суммарная нагрузка собственных нужд ПС.

$$S_{тсн} = 0,8 \cdot 85,34 = 75 \text{ кВА}$$

Выберем к установке ТСН марки ТЛС-100/10. Проверим выбранный трансформатор на коэффициент загрузки, который не должен превышать 0,7. В шкафах КРУН используются только сухие ТСН. Их подключают через воздушный вывод ячейки, где установлены ТН.

6.15 Молниезащита и заземление ПС

Оборудование на проектируемой ПС должно быть защищено от грозových перенапряжений. Для этого разработана специальная заземляющая сетка, а также молниеприемники, которые в свою очередь присоединяются к стержневым молниеотводам.

В соответствии с [16], произведем расчет защиты от прямых ударов молнии ОРУ 110 кВ.

Уровень защиты от прямых ударов молнии характеризует надежность защиты. Для проектируемого объекта уровень защиты составляет II. Для этой категории надежность молниезащиты $P_s = 0,99$.

Рассмотрим установку двух равновеликих стержневых молниеотводов. Высоту молниеотвода примем: $h = 20$ м. Обычно расстояние между молниеотводами принимается равным 2-3 высоты молниеотводов.

$$L = 45 \text{ м}$$

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода находится по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (124)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (125)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих молниеотводов при условии $h < L \leq 2h$:

$$r_{C0} = r_0 = 21,2 \quad (126)$$

Наименьшая высота зоны защиты найдем по формуле:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (127)$$

$$h_{cx} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (45 - 20) = 12,6 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта 1 (линейный портал) определим по формуле:

$$r_{cx1} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{cx1} - h_i}{h_{cx1}} \right) \quad (125)$$

$$r_{cx1} = 21,2 \cdot \left(\frac{12,6 - 11}{12,6} \right) = 2,6 \text{ м}$$

Далее найдем радиус круга зоны защиты на уровне защищаемого объекта 1:

$$r_{x1} = r_{C0} \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (126)$$

$$r_{x1} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17} \right) = 7,4 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта 1 (шинный портал):

$$r_{cx2} = 21,6 \cdot \left(\frac{12,6 - 7,85}{12,6} \right) = 7,9 \text{ м}$$

радиус круга зоны защиты на уровне защищаемого объекта 2:

$$r_{x2} = 21,6 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{17} \right) = 11,6 \text{ м}$$

Таблица 48 – зоны защиты ОРУ 110 кВ

Зона защиты	Значение, м
Радиус круга зоны защиты на уровне земли (r_0)	21,2
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли (r_{c0})	21,2
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта 1 (r_{cx1})	2,6
зоны защиты на уровне защищаемого объекта 1 (r_{x1})	7,4
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта 2 (r_{cx2})	7,9
зоны защиты на уровне защищаемого объекта 2 (r_{x2})	11,6

На рисунке 18 показано расположение молниеотводов и зоны их защиты.

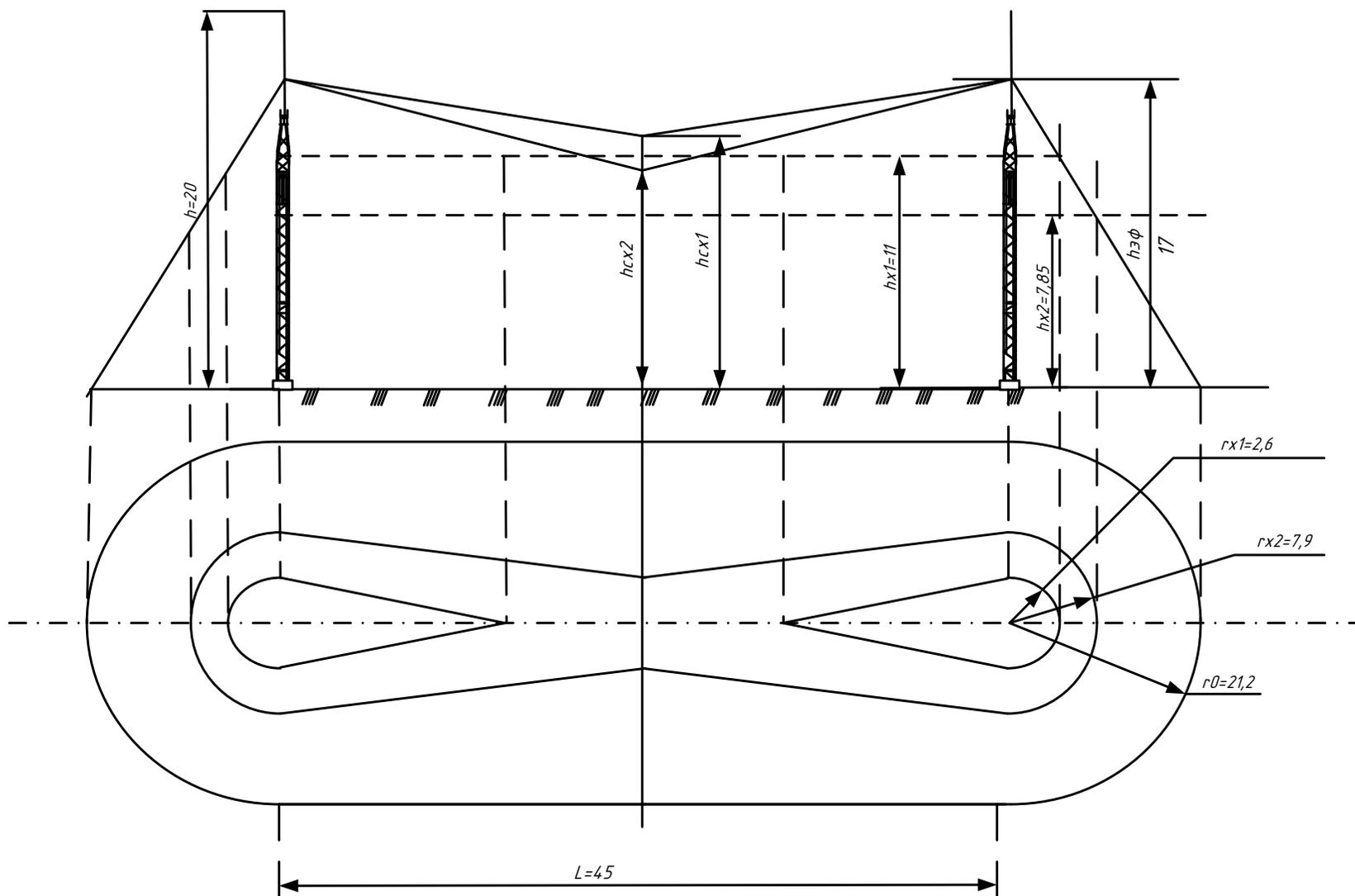


Рисунок 18 – размещение молниеотводов и зоны защиты

Основные условия защищенности объектов с установленной надежностью выполняются.

Импульсные перенапряжения возникают в результате попадания молнии в линию. Изоляция, установленная на ВЛ обеспечивает первый уровень ограничения перенапряжения. Для обеспечения полной защиты организуется второй уровень путем установки на ПС защитных аппаратов ОПН в сочетании с выполнением защищенных подходов на ВЛ у шин ПС.

Импульсное допустимое напряжение для изоляции силового трансформатора [26]:

$$U_{дон} = 1,1 \cdot (U_{н.и} - 0,5 \cdot U_{ном}), \quad (127)$$

где $U_{н.и}$ - испытательное напряжение при полном импульсе (327 кВ)

$$U_{дон} = 1,1 \cdot (327 - 0,5 \cdot 110) = 299,2 \text{ кВ}$$

Значение допустимой крутизны для внешней и внутренней изоляции силового трансформатора найдем по формуле:

$$U_{дон} = U_{ост} + \frac{2 \cdot a_{дон} \cdot l}{300}, \quad (128)$$

где $U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН (330 кВ);

l - расстояние от трансформатора до нелинейного ограничителя
(6м)

$$a_{дон} = \frac{300 \cdot (U_{дон} - U_{ост})}{2 \cdot l} \quad (129)$$

$$a_{\text{дон}} = \frac{300 \cdot (299,2 - 286)}{2 \cdot 6} = 330 \text{ кВ/мкс}$$

Длина защищенного подхода можно найти по формуле:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{дон}} \cdot \Delta\tau}, \quad (130)$$

где $\Delta\tau$ - показывает удлинение фронта под действием короны.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{нр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k}, \quad (131)$$

где $h_{\text{нр.ср}}$ - средняя высота подвеса провода (14,93 м);

k - коэффициент, который учитывает влияние расщепления фазы, равный 1.

$$\Delta\tau = 0,5 + \left(\frac{0,008 \cdot 763}{14,93} \right) = 0,9 \text{ мкс/км}$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{763}{330 \cdot 0,9} = 2,56 \text{ км}$$

Таким образом, длина защищенного подхода для проектируемой ПС составляет 2,56 км.

7 РАСЧЕТ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

Режимом электроэнергетической системы называется ее состояние в заданный момент времени. Он определяется и оценивается составом основных рабочих элементов и их нагрузкой.

7.1 Характерные режимы работы сети

1. Установившийся режим – это такой режим работы, при котором все параметры (напряжение, ток, мощность и частота) не изменяются во времени.
2. Переходной – это режим, в котором параметры сети изменяются с течением времени.
3. Утяжеленный – это режим, характеризующийся меньшей надежностью и перегрузкой некоторых элементов.
4. Аварийный – режим, вызванный токами КЗ или разрывами цепи передачи электроэнергии.
5. Послеаварийный – это кратковременный режим после ликвидации аварии, который не удовлетворяет требованиям экономичности и надежности электросети.

7.2 Выбор и характеристика ПВК

В настоящее время существует множество программно-вычислительных комплексов, которые позволяют подробно и точно рассчитывать различные параметры сети. В своей работе я пользовалась ПВК RastrWin3.

Этот комплекс может рассчитывать установившиеся режимы электрических сетей любого размера и любой сложности напряжением от 0,4 до 1150 кВ. Полный анализ всех необходимых параметров режима такие как ток, потоки и потери мощности, отклонение напряжения и пр.

Также RastrWin3 осуществляет моделирование отключения линий электропередачи и проведение серийных всевозможных аварий.

Токовые загрузки ЛЭП, нагрузка силовых трансформаторов и автотрансформаторов, положение отпаяк РПН, эквивалентирование сети и многое другое возможно осуществить при помощи этой программы.

Кроме самих расчетов ПВК составляет однолинейную графическую схему сети. Это обеспечивает удобное восприятие всей информации по расчету необходимого режима.

7.3 Выбор эквивалента сети и подготовка исходных данных для расчета режимов

Перед тем, как начать работу с ПВК необходимо определиться с эквивалентом. В моем случае это участок сети от Комсомольской ТЭЦ-3 до непосредственно проектируемого объекта. Выбранный эквивалент представлен на рисунке 19.

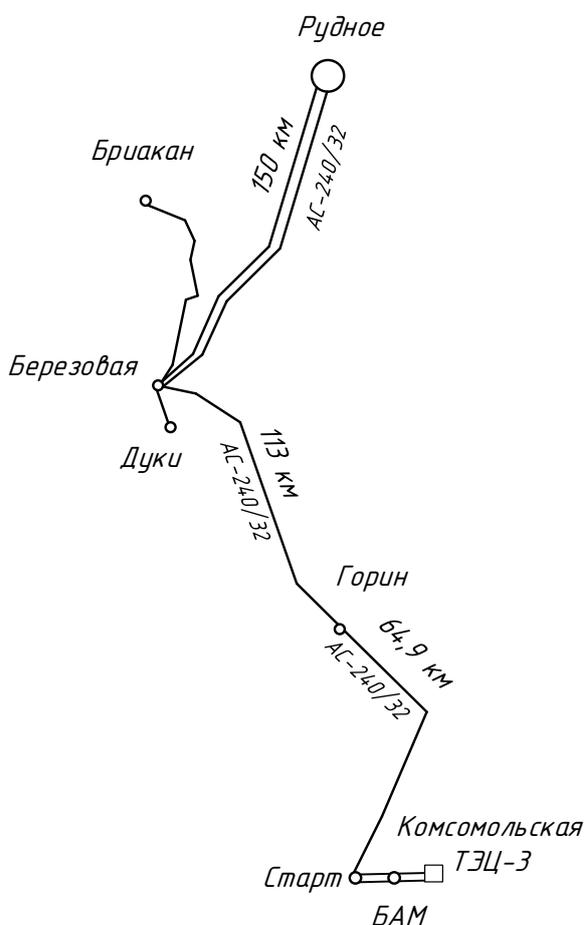


Рисунок 19 – эквивалент сети

Расчетными данными для создания режимов в ПВК RastrWin3 являются все параметры линии (активное сопротивление, индуктивное сопротивление, емкостная проводимость). Все параметры силовых трансформаторов подстанций (активное сопротивление, индуктивное сопротивление и т.д.). А также, все нагрузки ПС. Величина нагрузок будет меняться в зависимости от того, какой режим анализируется (минимальный или максимальный) В первую очередь необходимо составить схему замещения электрической сети, где будут показаны все эти параметры. На рисунке 20 изображена схема замещения для выбранного эквивалента сети.

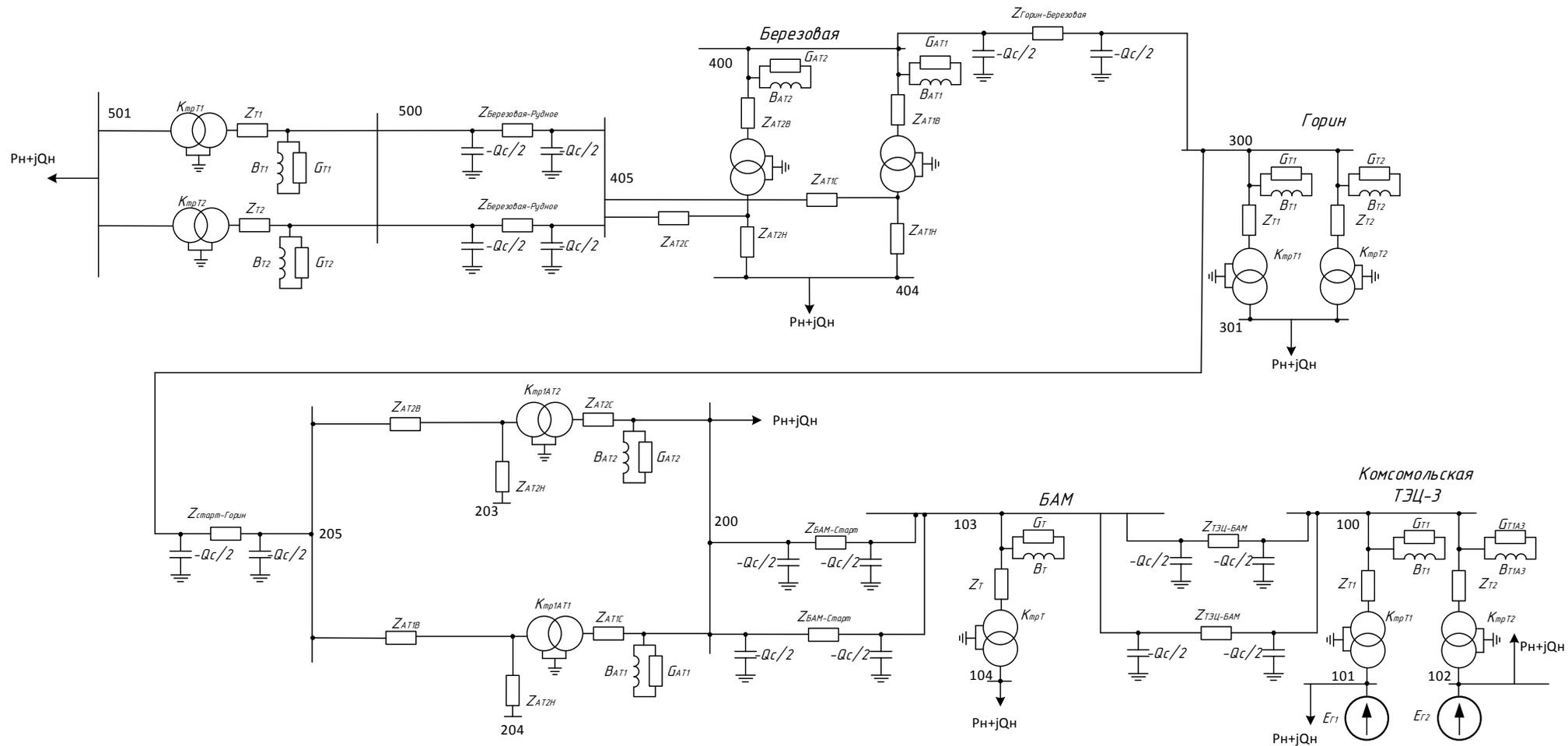


Рисунок 20 – схема замещения сети

Активное сопротивление линии

$$R_{ли} = r_0 \cdot l, \quad (132)$$

где r_0 - удельное активное сопротивление линии

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (133)$$

Где ΔP_k - потери мощности при КЗ.

Остальные параметры и их формулы приведены ранее в п.5.2.

Таблица 49 – параметры узлов схемы замещения

Тип	Номер	Название	Напряжение, кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность Мвар	Активная мощность генерации МВт	Реактивная мощность генерации Мвар
Нагр	100	Комсомольская ТЭЦ 3	110				
Ген	101	ген1	11	11.1	9.9	95	20
База	102	ген2	11	12.2	8.9	90	15
Нагр	103	БАМ	110				
Нагр	104	БАМ нн	35	0.2	0.1		
Нагр	105	Таежная	35	0.5	0.2		
Нагр	200	Старт сн	110	2.8	0.6		
Нагр	201	нейтраль ат1	220				
Нагр	202	нейтраль ат2	220				
Нагр	203	нн ат1	11				
Нагр	204	нн ат2	11				
Нагр	205	вн Старт	220				

Продолжение таблицы 49

Нагр	300	Горин	220				
Нагр	301	сн т1	35	4.1	17		
Нагр	400	Березовая	220	37	17		
Нагр	401	нейтраль т1	220				
Нагр	402	нейтраль т2	220				
Нагр	403	сн	110				
Нагр	404	нн	35	7.9	19		
Нагр	500	рудное	110				
Нагр	501	нн рудное	10	43	20.6		

Таблица 50 – параметры ветвей схемы замещения

Тип	Nнач	Nкон	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэффициент трансформации
Тр-р	100	101	0.2	7.7	0.1	0.1
Тр-р	100	102	0.2	7.7	0.1	0.1
ЛЭП	100	103	0.4	1.7	-10	
ЛЭП	100	103	0.4	1.7	-10	
Тр-р	103	104	7.95	139		0.3
ЛЭП	104	105	0.4	0.8	-5.2	
ЛЭП	103	200	1.07	4.7	-28	
ЛЭП	103	200	1.07	4.7	-28	
Тр-р	200	201	0.48		0	2
Тр-р	201	203	3.2	131		0.05
Тр-р	201	205	0.55	59.2		1
Тр-р	200	202	0.48			2
Тр-р	202	204	3.2	131		0.05
Тр-р	202	205	0.55	59.2		1
ЛЭП	205	300	7.8	28	-194.7	
Тр-р	300	301	5.7			0.159
Тр-р	300	301	5.7			0.159
ЛЭП	300	400	13.7	49.2	-339	
Тр-р	400	401	1.4	104		1
Тр-р	400	402	1.4	104		1
Тр-р	401	403	1.4			0.5
Тр-р	402	403	1.4	104		0.5
Тр-р	401	404	2.8	195		0.159
Тр-р	402	404	2.8	195		0.159
ЛЭП	403	500	0.9	16.3	-420	
ЛЭП	403	500	0.9	16.3	-420	

Тр-р	500	501	0.8	38.4		0.09
Тр-р	500	501	0.8	38.4		0.09

Параметры, обозначенные в таблицах 49 и 50 будут использованы для дальнейших расчетов. В зависимости от характера режима некоторые из исходных данных будут меняться (мощность нагрузки узлов и состояние элементов).

7.4 Расчет максимального режима

Максимальный режим характеризуется режимом наибольших загрузок. Обычно, это осенне-зимний период. В этом режиме все элементы сети подключены и находятся в работе. Ниже представлены таблицы с параметрами сети.

Таблица 51 – токовая нагрузка ЛЭП

Ннач	Нкон	Название	Ток в начале ветви, А	Ток в конце ветви, А	Длительно допустимый ток проводника, А	Токовая нагрузка проводника, %
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	258	258	605	42,7
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	258	258	605	42,7
104	105	БАМ нн - Таежная	9	9	605	1,5
103	200	БАМ - Старт сн	256	257	605	42,4
103	200	БАМ - Старт сн	256	257	605	42,4
205	300	вн Старт - Горин	250	254	605	41,9
300	400	Горин - Березовая	242	249	605	41,2
403	500	сн - рудное	142	142	605	23,5
405	500	сн2 - рудное	94	95	605	15,7

Таблица 52 – потери мощности в элементах сети

U _{ном} , кВ	P, МВт	Потери активной мощности в ЛЭП, МВт	Потери активной мощности в трансформаторах, МВт	Q, Мвар	Потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар	Потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар
220	4,09	3,97	0,13	-1,3	14,24	9,53
110	1,11	0,74	0,37	3,33	5,38	8,08

Таблица 53 – отклонения напряжения

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
500	ВН проектируемой ПС	110	108,96	-9.45
501	НН проектируемой ПС	10	9,49	-5.1

Схема результатов расчета максимального режима представлена на листе 3 графической части.

Расчеты показывают, что в сети не происходит значительных отклонений. Напряжение находится в допустимых пределах, а токовая нагрузка ВЛ не выходит за пределы длительно допустимых значений.

7.5 Расчет минимального режима

Режим наименьших нагрузок характерен для весенне-летнего периода.

Таблица 54 – параметры узлов режима наименьших нагрузок

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	Активная мощность нагрузки, МВт	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	Активная мощность генерации, МВт	Реактивная мощность генерации, Мвар
Нагр	100	Комсомольская ТЭЦ 3	110				

Продолжение таблицы 54

Ген	101	ген1	11	10	9	100	14.4
База	102	ген2	11	11.1	7.8	13.7	13.1
Нагр	103	БАМ	110				
Нагр	104	БАМ нн	35	0.2	0.1		
Нагр	105	Таежная	35	0.3	0.1		
Нагр	200	Старт сн	110	2	0.4		
Нагр	201	нейтраль ат1	220				
Нагр	202	нейтраль ат2	220				
Нагр	203	нн ат1	11				
Нагр	204	нн ат2	11				
Нагр	205	вн Старт	220				
Нагр	300	Горин	220				
Нагр	301	сн т1	35	4.1	17		
Нагр	400	Березовая	220	34.3	18		
Нагр	401	нейтраль т1	220				
Нагр	402	нейтраль т2	220				
Нагр	403	сн	110				
Нагр	405	сн2	110				
Нагр	404	нн	35	4.6	16		
Нагр	500	рудное	110				
Нагр	501	нн рудное	10	43	20.6		

Таблица 55 – токовая нагрузка ЛЭП минимального режима сети

Ннач	Нкон	Название	Ток в начале ветви, А	Ток в конце ветви, А	Длительно допустимый ток проводника, А	Токовая нагрузка проводника, %
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	233	233	605	38.6
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	233	233	605	38.6
104	105	БАМ нн - Таежная	5	5	605	0.9
103	200	БАМ - Старт сн	232	232	605	38.4

103	200	БАМ - Старт сн	232	232	605	38.4
205	300	вн Старт - Горин	228	229	605	37.8
300	400	Горин - Березовая	218	222	605	36.7
403	500	сн - рудное	114	114	605	18.8
405	500	сн2 - рудное	114	114	605	18.8

Таблица 56 – потери мощности в элементах сети

U _{ном} , кВ	P, МВт	Потери активной мощности в ЛЭП, МВт	Потери активной мощности в трансформаторах, МВт	Q, Мвар	Потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар	Потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар
220	3,33	3,21	0,12	-6,94	11,53	7,85
110	0,95	0,62	0,33	1,41	4,6	7,74

В минимальном режиме отклонений напряжения более 5% нет. Характеристики токовой загрузки также остаются в норме, следовательно, сеть работает эффективно. Схема режима представлена на листе 3 графической части.

7.6 Расчет послеаварийного и ремонтного режимов

В качестве послеаварийного режима рассмотрим случай отключения одной из линий электропередачи. Параметры узлов и ветвей такие же, как и в максимальном режиме.

Таблица 57 – токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Ннач	Нкон	Название	Ток в начале ветви, А	Ток в конце ветви, А	Длительно допустимый ток проводника, А	Токовая загрузка, %
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	262	263	605	43.4
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	262	263	605	43.4
104	105	БАМ нн - Таежная	9	9	605	1.5
103	200	БАМ - Старт сн	261	261	605	43.2
103	200	БАМ - Старт сн	261	261	605	43.2
205	300	вн Старт - Горин	254	259	605	42.8
300	400	Горин - Березовая	249	261	605	43.1
403	500	сн - рудное	246	249	605	41.2

Таблица 58 – потери мощности в элементах сети послеаварийного режима

U _{ном} , кВ	P, МВт	Потери активной мощности в ЛЭП, МВт	Потери активной мощности в трансформаторах, МВт	Q, Мвар	Потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар	Потери реактивной мощности в трансф, Мвар
220	4.36	4.22	0.14	0.51	15.16	9.82
110	1.32	0.94	0.39	12	8.66	8.5

Таблица 59 – отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
400	Березовая	220	211.88	-4.06
401	нейтраль т1	220	210.43	-4.78
402	нейтраль т2	220	210.35	-4.38
403	Березовая СН	110	105.11	-4.44
405	Березовая СН2	110	105.11	-4.44

Продолжение таблицы 59

404	Березовая НН	35	32.32	-7.66
500	ВН проектируемой ПС	110	98.65	-10.31
501	НН проектируемой ПС	10	8.82	-9.9

В послеаварийном режиме, когда в работе остается только одна линия наблюдается отклонение напряжения и увеличение потерь. Для кратковременного режима это не является значительной погрешностью.

Ремонтный режим – это режим, когда силовой трансформатор выводится в ремонт. Рассчитаем режим и посмотрим на параметры сети при выводе в ремонт одного из трансформаторов.

Таблица 60 – токовая нагрузка ЛЭП в ремонтном режиме

Ннач	Нкон	Название	Ток в начале ветви, А	Ток в конце ветви, А	Длительно допустимый ток проводника, А	Токовая нагрузка проводника, %
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	263	263	605	43.5
100	103	Комсомольская ТЭЦ 3 - БАМ	263	263	605	43.5
104	105	БАМ нн - Таежная	9	9	605	1.5
103	200	БАМ - Старт сн	261	262	605	43.2
103	200	БАМ - Старт сн	261	262	605	43.2
205	300	вн Старт - Горин	255	260	605	42.9
300	400	Горин - Березовая	247	257	605	42.5
403	500	сн - рудное	146	148	605	24.5
405	500	сн2 - рудное	96	100	605	16.5

Таблица 61 – потери мощности в элементах сети ремонтного режима

U _{ном} , кВ	P, МВт	Потери активной мощности в ЛЭП, МВт	Потери активной мощности в трансформаторах, М Вт	Q, Мвар	Потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар	Потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар
220	4.3	4.17	0.13	0.41	14.96	9.9
110	1.23	0.77	0.46	8.07	5.68	12

Таблицы 62 – отклонение напряжения в ремонтном режиме

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
400	Березовая	220	211.01	-4.08
401	нейтраль1	220	210.21	-4.45
402	нейтраль т2	220	210.41	-4.35
403	Березовая СН	110	106	-3.63
405	Березовая СН2	110	106	-3.63
404	Березовая НН	35	34.18	-2.34
500	ВН проектируемой ПС	110	104.95	-4.59
501	НН проектируемой ПС	10	9.15	-8.5

Из таблиц видно, что ремонтный режим достаточно тяжелый и сеть работает с отклонениями напряжения, но это отклонения не превышают ±10% от номинального. Схемы послеаварийного и ремонтного режима представлены в графической части лист 3.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики в электрической сети

Чтобы обеспечить надежность энергосистемы и предотвратить повреждения ВЛ, а также всего электрооборудования ПС на установках ЭЭС устанавливается релейная защита и устройства автоматики. Оборудование, которое устанавливается с различными видами защиты в настоящее время имеет микропроцессорное устройство. Терминал Сириус – 2 может применяться для обеспечения защиты всех элементов электрических сетей.

На ЛЭП напряжением 110 кВ по условиям устойчивости необходимо установить устройства РЗ от многофазных замыканий и от замыканий на землю. От замыканий на землю используют направленную защиту нулевой последовательности. Такая защита устанавливается со стороны подпитки токов КЗ.

Трансформаторы обеспечиваются защитой при помощи таких устройств как газовая защита, которая контролирует количество газа внутри бака и предотвращает внутренние повреждения. От внешних токов КЗ в качестве защиты используют максимальную токовую защиту и токовую отсечку без выдержки времени.

Для проектируемой сети будем рассчитывать данные виды РЗ для терминала Сириус - 2.

8.2 Газовая защита силового трансформатора на новой ПС

Газовая защита используется для силовых трансформаторов мощностью 6300 кВА и более с масляным охлаждением, которые имеют расширитель.

При малейших повреждениях и повышении температуры внутри бака трансформатора происходит разложение масла и органической изоляции. Это приводит к появлению газа. Чем больше повреждение или температура, тем количество выделяемого газа становится больше. Газовая защита

предусматривается для того, чтобы при возникновении некоторого количества газа срабатывал предупредительный сигнал. Возникновении короткого замыкания приводит к сильному газообразованию и в этом случае защита отключает поврежденный силовой трансформатор. Также газовая защита действует на сигнал или на отключение при понижении уровня масла.

Газовая защита наиболее чувствительная к внутренним повреждениям, поэтому является универсальной. Она реагирует на такие повреждения, как замыкания между витками обмоток трансформатора. Другие виды защит не реагирует на такое повреждение из-за того, что ток при этом не велик.

Для осуществления газовой защиты устанавливается специальное газовое реле. Они бывают поплавковые, лопастные и чашечные. Механически газовое реле состоит из металлического кожуха, который врезается в маслопровод между баком силового трансформатора и расширителем. Газовое реле заполняется маслом. На кожухе имеется специальное смотровое окно и шкала, которое показывает объем скопившегося в реле газа. На крышке газового реле находится краник, чтобы была возможность своевременно выпускать воздух, а также брать пробы газа на анализ.

У поплавковых реле внутри кожуха закреплены два поплавка. Они представляют собой полые металлические цилиндры. На этих поплавках установлены ртутные контакты, соединенные с выводами зажимами на крышке реле.

Ртутный контакт – это стеклянная колбочка с впаянными в верхней части двумя контактами. Ртуть, которая находится внутри колбы при определенном ее положении замыкает между собой контакты и создает цепь через реле.

Для защиты трансформаторов на проектируемой ПС должна применяться газовая защита самого трансформатора и бака РПН.

Защита выполняется на реле ВФ-80/Q. Она предназначена для защиты трансформаторов от всех внутренних повреждений, которые сопровождаются образованием пузырьков газа и от недопустимого снижения уровня масла. При

малом образовании газа срабатывает сигнал, а при больших повреждениях срабатывает отключающий элемент.

На устройстве РПН устанавливается струйное реле URF-25/10, которое действует на отключение трансформатора.

В устройстве находятся дискретные входы ГЗ трансформатора и ГЗ РПН. Срабатывание этих защит по сигналам от дискретных входов происходит без выдержек времени. На индикаторе лицевой панели терминала выдается сообщение, если срабатывает газовая защита. При этом загорается специальный светодиод.

8.3 Токовая отсечка силового трансформатора

ТО является простой защитой и при этом быстродействующей от повреждений в трансформаторах. Принцип действие основан на том, что токовая отсечка реагирует на большие токи КЗ и имеет ограниченную зону действия. Этими зонами являются ошиновка, вводы и первичные обмотки трансформатора.

Токовая отсечка устанавливается со стороны со стороны питания, а при возникновении КЗ воздействует на выключатель со стороны ВН и НН. При отсутствие дифференциальной защиты ТО используется в качестве основной для двухобмоточных трансформаторов. В таком случае ТО работает без выдержки времени при больших токах КЗ. Преимуществом такой защиты является ее простота и быстродействие.

Произведем расчет по выбору ТО. Для селективной работы токовой отсечки должно выполняться условие:

$$I_{c.o} \geq k_n \cdot I_{\max.вн}^{(3)}, \quad (134)$$

где $I_{\max.вн}^{(3)}$ - значение тока КЗ в максимальном режиме, приведенное к стороне ВН;

k_n - коэффициент надежности, значение которого составляет 1,4

$$I_{\max.вн}^{(3)} = I_{но}^{(3)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} \quad (135)$$

$$I_{\max.вн}^{(3)} = 11321 \cdot \frac{10}{110} = 1029 \text{ А}$$

$$I_{c.o} \geq 1,4 \cdot 1029 = 1440 \text{ А}$$

Ток срабатывания находится по формуле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c.o}}{n_{m.m}}, \quad (136)$$

где $n_{m.m}$ - коэффициент трансформации ТТ (300/5)

$$I_{cp1} = \frac{1440}{60} = 28 \text{ А}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать ток двухфазного КЗ на шинах 110 кВ. Его значение приведено в таблице 13 и составляет 9804 А.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{но}^{(2)}}{I_{c.o}} \quad (137)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{9804}{1440} = 6,8 \geq 2$$

Так как коэффициент чувствительности больше двух, значит защита чувствительна.

8.4 Максимальная токовая защита трансформатора

Внешние повреждения в сети могут привести к перегрузке трансформатора, а, следовательно, и к его повреждению. Чтобы изолировать силовой трансформатор от повреждений, прежде чем они приведут к поломке используют максимальную токовую защиту. В мощных трансформаторах МТЗ обеспечивает резервирование дифференциальной защиты. Так как проектируемая ПС является тупиковой и ТН на стороне ВН отсутствуют, то МТЗ можно использовать в качестве основной. Применение такой защиты требует выдержки времени из-за нечувствительности уставок.

Защита отстраивается от максимальных токов нагрузки с учетом токов самозапуска электродвигателей:

$$I_{наг.ВН}^{\max} = \frac{S_{наг.маx}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (138)$$

где $S_{наг.маx}$ - максимальная нагрузка предприятия

$$I_{наг.ВН}^{\max} = \frac{43000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 225,69 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_{воз}} \cdot I_{наг.вн}^{\max}, \quad (139)$$

Где $k_{сзн}$ - коэффициент самозапуска, равный 1,3

$k_в$ - коэффициент возврата (0,935)

$$I_{сз} = \frac{1,4 \cdot 1,3}{0,935} \cdot 225,69 = 539,3 \text{ А}$$

$$I_{ср} = \frac{539,69}{60} = 8,99 \text{ А}$$

Чувствительность МТЗ также определяется по коэффициенту чувствительности со стороны НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{нн}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \quad (140)$$

где $I_{\text{нн}}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ, приведенное к стороне ВН, находится аналогично по формуле 135

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = 9804 \cdot \frac{10}{110} = 882,36 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{882,36}{539,3} = 1,7 \geq 1,5$$

Условие по чувствительности соблюдается. Время срабатывания МТЗ найдем по формуле:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{ср.пред}} + \Delta t, \quad (141)$$

где $t_{\text{ср.пред}}$ - время срабатывания предыдущей защиты. Такой защитой является выключатель, установленный на НН (0,03 с)

Δt - выдержка времени (0,3 с)

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,03 + 0,3 = 0,33 \text{ с}$$

Далее необходимо обеспечить защиту трансформатора от симметричных перегрузок. Такая загрузка действует на сигнал и выполняется на одной из ступеней МТЗ. Ток срабатывания от перегрузок найдем по формуле:

$$I_{сзп} = \frac{k_H}{k_e} \cdot I_{ном.т}, \quad (142)$$

где $I_{ном.т}$ - номинальный ток трансформатора (363 А)

$$I_{сзп} = \frac{1,4}{0,935} \cdot 363 = 434 \text{ А}$$

$$I_{ср} = \frac{434}{60} = 7,23 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты от перегрузок трансформатора всегда больше, чем время срабатывания основных защит.

$$t_{пер} = 0,33 + 0,3 = 0,63 \text{ с}$$

Защита от перегрузок не проверяется на чувствительность, так как работает на сигнал.

Для наглядности сведем результаты в таблицу

Таблица 63 – результаты расчета ТО и МТЗ трансформатора

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания I ст.(ТО), А	1440	28
Ток срабатывания II ст.(МТЗ), А	539,3	8,99
Ток срабатывания III ст.(МТЗ), А	434	7,23
Задержка на срабатывание I ст, с	0,03	
Задержка на срабатывание II ст., с	0,33	
Задержка на срабатывание III ст, с	0,63	

8.5 Релейная защита новых ЛЭП

Защита линий 110 кВ согласно [8] от многофазных замыканий устанавливается токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения.

Рассчитаем токовую отсечку и максимальную токовую защиту с выдержкой времени от междуфазных КЗ.

Выбираем комплект КЗ-9 для ступени I токовой отсечки и два комплекта КЗ-14 для II и III ступеней максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

Первая ступень действует без выдержки времени. Сопротивление срабатывания первой ступени найдем по формуле (134):

$$I_{сз1} \geq 1,4 \cdot 1029 = 1440 \text{ А}$$

Ток срабатывания находится аналогично по формуле (136)

$$I_{ср1} = \frac{1440}{60} = 28 \text{ А}$$

Выбираем для установки реле РТ 140/50 с последовательным соединением обмоток. Проверка по чувствительности первой ступени проводится по току двухфазного КЗ на конце линии, как в п.9.1. по формуле (137)

$$k_{\text{ч}} = \frac{6325}{1440} = 4,3 \geq 1,5 \text{ А}$$

Время срабатывания $t_{\text{ср}} = 0,1$ с. Отстройка от времени срабатывания разрядников на линиях электропередачи.

Вторая ступень. Ток срабатывания определяется из условия отстройки от максимального тока защищаемых линий по формуле

$$I_{сзII} \geq \frac{k_{омс} \cdot k_{сз}}{k_{воз}} \cdot I_{наг.вн}^{max} \quad (143)$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки (1,3)

$k_{сз}$ - коэффициент самозапуска (2)

$$I_{сзII} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,8} \cdot 225,69 = 1002,1 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{срII} = \frac{1002,1}{60} = 17,9 \text{ А}$$

Установим реле РТ-140/20 с параллельным соединением обмоток. Проверка на чувствительность проводится по двухфазному току КЗ на шинах ВН в нормальном режиме.

$$k_{чув} = \frac{7110}{939,1} = 4,1 \geq 1,2$$

Время срабатывания выбирается по условию согласования с максимальной токовой защитой силового трансформатора на стороне ВН.

$$t_{срII} = t_{ср.МТЗмп} + \Delta t \quad (144)$$

$$t_{срII} = 0,63 + 0,5 = 1,13 \text{ с}$$

Степень ненаправленная. Примем реле времени РВ - 124.

Третья ступень. Ток срабатывания данной ступени устанавливается по условию обеспечения коэффициента чувствительности больше 1,2 при коротком замыкании на шинах ВН в минимальном режиме.

$$I_{c3III} \leq \frac{I_{no.min}^{(3)}}{k_{\chi}} \quad (145)$$

$$I_{c3III} \leq \frac{3321}{1,2} = 2438 \text{ А}$$

Примем ток срабатывания защиты $I_{c3III} = 1000 \text{ А}$, тогда

$$I_{cpIII} = \frac{1000}{60} = 16,6 \text{ А}$$

Выбираем реле РТ-140/20 с параллельным соединением обмоток. Время срабатывания устанавливается по условию:

$$t_{cpIII} \geq t_{cpII} + \Delta t \quad (146)$$

$$t_{cpIII} \geq 1,13 + 0,5 = 1,63 \text{ с}$$

Установим реле времени РВ-132

$$k_{\chi III} = \frac{3321}{1000} = 3,3$$

От замыканий на землю комплект защиты будет состоять из отсечки нулевой последовательности и МТЗНП. Вбираем комплект КЗ-115, который содержит 3 токовых реле и два реле времени. Реле направления мощности нулевой последовательности использоваться не будет.

Рассчитаем 1 ступень. Ток срабатывания выбирается из условия обеспечения чувствительности при КЗ на землю в конце линии минимального режима.

$$I_{0сз.расчI} \leq \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{k_q} \quad (147)$$

где $I_0^{(1)}$ - ток однофазного КЗ;

k_q - требуемый коэффициент чувствительности, который составляет 1,5.

$$I_{0сз.расчI} \leq \frac{6372}{1,5} = 4248 \text{ А}$$

Примем ток срабатывания 4000 А.

$$I_{0срI} = \frac{4000}{60} = 66,6 \text{ А}$$

Так как ступень ненаправленная, то время срабатывания принимается 0,1 с.

Вторая ступень настраивается по условию согласования с первой:

$$I_{0сз.расчII} \leq \frac{I_{0сзI}}{k_{согл}} \quad (148)$$

где $k_{согл}$ - коэффициент согласования (1,5).

$$I_{0сз.расчII} \leq \frac{4000}{1,5} = 2666 \text{ А}$$

Примем ток срабатывания защиты равный 1500 А, тогда ток срабатывания будет равен:

$$I_{0cpll} = \frac{1500}{60} = 25 \text{ А}$$

Примем к установке реле. Время срабатывания защиты:

$$t_{cpll} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{chl} = \frac{6372}{1500} = 4,2$$

Настойку третьей ступени проведем по условию отстройки от максимального тока небаланса, который протекает через защиту при трехфазном коротком замыкании за трансформатором, т.е. на шинах НН:

$$I_{0c3ll} \geq k_{omc} \cdot I_{нб} = k_{omc} \cdot k_{nep} \cdot k_{нб} \cdot I_{но\ min}^{(3)} \quad (149)$$

где k_{omc} - коэффициент отстройки, значение которого составляет 1,25;

k_{nep} - коэффициент, который учитывает увеличение тока небаланса в переходном режиме (1);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса (0,05);

$I_{но\ min}^{(3)}$ - расчетный ток трехфазного КЗ в минимальном режиме

$$I_{0c3ll} \geq 1,25 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 10120 = 632,5 \text{ А}$$

Примем ток срабатывания защиты 600 А, тогда:

$$I_{срIII} = \frac{600}{60} = 10 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{срIII} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{сIII} = \frac{6372}{600} = 10,6$$

Результаты расчетов представлены в таблице 64 и 65

Таблица 64 – результаты расчета ТО и МТЗ ЛЭП

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания I ст.(ТО), А	1440	28
Ток срабатывания II ст.(МТЗ), А	1002,1	17,9
Ток срабатывания III ст.(МТЗ), А	1000	16,6
Задержка на срабатывание I ст, с	0	
Задержка на срабатывание II ст., с	0,63	
Задержка на срабатывание III ст, с	1,13	

Таблица 65 – результаты расчета и ТЗНП ЛЭП

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное

Ток срабатывания I ст., А	4000	66,6
Ток срабатывания II ст., А	1500	25
Ток срабатывания III ст., А	600	10
Задержка на срабатывание I ст, с	0	
Задержка на срабатывание II ст., с	0,5	
Задержка на срабатывание III ст, с	1	

Рассчитанная защита обеспечит своевременную работу и изолирует электрооборудование от опасного влияния токов КЗ на это оборудование.

8.6 Автоматика

Кроме устройств релейной защиты для обеспечения безопасности устанавливают сетевую автоматику. Это совокупность таких устройств, которые осуществляют ряд различных операций. Рассмотрим некоторые из них.

1. АПВ. Обеспечивает быстрое восстановление питания ЭП с помощью автоматического включения выключателей, которые отключились устройствами релейной защиты. Устройства автоматического повторного включения выполняются таким образом, чтобы они не действовали на следующие возмущения:

- Отключение выключателя оперативным персоналом;
- Отключение от РЗ после включения оперативным персоналом дистанционно;
- Отключение выключателя от внутренних повреждений силовых трансформаторов с помощью устройств противоаварийной автоматики.

2. УРОВ. Данная автоматика выполняет отключение следующего выключателя при отказе выключателя, который находится на предыдущем участке. УРОВ срабатывает при условиях:

- Релейная защита должна сработать на отключение непосредственно того выключателя, который находится на питающей стороне, поврежденной ЛЭП;

- Точное подтверждение того, что повреждение не ликвидировано.

УРОВ используется только в качестве дополнительной защиты, так как не может обеспечивать резерв отказа РЗ.

3. АВР. Автоматика, которая повышает надежность работы системы. Суть заключается в том, чтобы подключиться к резервному ИП. Также, как и к другим видам автоматики к АВР предъявляются некоторые требования:

- Время срабатывания автоматического ввода резерва должно быть, как можно меньше;

- Неважно какова причина отключения потребителя от электроснабжения. АВР должно сработать, если напряжение на шинах исчезло;

- Такой вид автоматики срабатывает единожды. Такое требование связано с тем, что многократное использование резервных ИП недопустимо.

4. АУВ. Автоматика управления выключателем позволяет осуществлять прием команд на включение или отключение выключателя. Также данная автоматика создает определенные сигналы управления, контролирует и защищает выключатель.

5. Система РАС. С помощью этой системы происходит измерения, вычисление, а затем архивирование электрических параметров всего электрического оборудования в режиме нормальной работы и аварийной. Благодаря этому существует возможность определить причину аварийной ситуации и проанализировать правильность работы РЗА.

9 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Очень важно обосновать свой выбор с экономической точки зрения. Ранее, в п.3.7. был произведен расчет статических приведенных затрат. Результаты представлены в таблице 11. Далее нужно определить затраты на оплату труда всего персонала. Для этого будем использовать упрощенный способ оценки годового фонда оплаты труда.

Информация о заработной плате по данному предприятию отсутствует. Тогда, годовой фонд заработной платы можно найти по формуле:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot ЗП_{cp} \cdot N_q, \quad (150)$$

где $ЗП_{cp}$ - заработная плата за 2019 год. Для Хабаровского края величина среднемесячной заработной платы работников электроэнергетики составляет 43750 руб.;

N_q - тарифная ставка за месяц.

Перед этим определим какой объем работ требуется по линиями и по ПС. Численность персонала для определенного вида работ определяется по Руководящему документу.

Таблица 66 – численность персонала на объекте

Рабочий персонал					
Показатель			Количество	Условные единицы	Численность, Чел.
ВЛЭП	110	2	150 км	1,9 на 100	2,8
	кВ			км трассы	

Присоединение с элегазовым выключателем	110 кВ	2	20 на 100 устройств	0,4
РЗиА	1,05			
Всего	5 человек			
ИТР				
Подразделение	Должность		Численность	
Оперативно-диспетчерское	Диспетчер района		2	
Организация ремонтно- эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер		1	
Всего, чел.			3	
Итого, чел.			8	

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot 43750 \cdot 8 = 4200 \text{ тыс.руб./год}$$

Налоговые ставки определяются по статье 241 НК РФ. Эти ставки должны рассчитываться на основе заработной платы сотрудников. Размер ставки составляет 30%.

$$СН = \Phi ЗП_{год} \cdot \frac{\alpha_{сн}}{100}, \quad (151)$$

Где $\alpha_{сн}$ - размер ставки.

$$СН = 4200 \cdot \frac{30}{100} = 1260 \text{ тыс.руб}$$

Фонд оплаты труда находится путем суммирования двух ранее найденных величин:

$$\Phi OT = \Phi ЗП_{\text{год}} + СН \quad (152)$$

$$\Phi OT = 4200 + 1260 = 5460 \text{ тыс.руб}$$

Найдем прочие расходы. Издержки были найдены ранее и приведены в таблице 11.

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I + \Phi OT) \quad (153)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (219170 + 5460) = 67389 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные издержки найдем по формуле:

$$I_{\Sigma} = I + I_{\text{пр}} + \Phi OT \quad (154)$$

$$I_{\Sigma} = 219170 + 67389 + 5460 = 292019 \text{ тыс.руб}$$

Для наглядности все издержки сведем в таблицу.

Таблица 67 – издержки

Проектные издержки	Тыс.руб
$I_{\text{ам}}$	140505
$I_{\text{эр}}$	5791
$I_{\Delta W}$	20749
$I_{\text{пр}}$	67389
I_{Σ}	292019

Чистый дисконтированный доход – это все приведенные выплаты, которые появляются в ходе реализации проектирования нового объекта.

ЧДД является интегральной величиной, которая оценивает эффективность инвестиций с экономической стороны и показывает положение работ по проектированию в течение заданного времени.

Рассчитать ЧДД можно при помощи дисконтирования чистого потока платежей. Этот поток находится разностью между притоком денежных средств и их оттоком:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{\text{эп}} - I_{\text{нр}} - I_{\Delta W} - H_t - K, \quad (155)$$

где O_{pt} - доход полезного отпуска;

H_t - налог на прибыль.

$$O_{pt} = W \cdot T, \quad (156)$$

Где W - потребляемая электроэнергия;

T - тариф на электроэнергию 3,19 руб./кВт·ч согласно Постановлению от 18.12.2019 года №42/4 «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Хабаровскому краю на 2020 год».

$$O_{pt} = 43000 \cdot 3,19 = 1371700 \text{ тыс.руб}$$

$$H_t = O_{pt} \cdot 0,24 \quad (157)$$

$$H_t = 1371700 \cdot 0,24 = 329208 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитаем чистый поток платежей на период 7 лет.

ЧДД находится по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \left[\frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t} \right], \quad (158)$$

где T_p - расчетный период, который составляет 20 лет;

E - норматив дисконтирования. Его значение составляет 10%.

$$ЧДД = \frac{1371700 - 5791 - 67389 - 20749 - 329208 - 2810110}{(1+0,1)^7} = 32194 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 68 – результаты расчета ЧДД

Год	Номинальный денежный поток	ЧДД
1	0	0
2	-3233247	-2939315
3	-2482605	-2318950
4	-1731963	-1754982
5	-981321	-1242283
6	-230679	-776194
7	519963	-352476
8	1270605	32722.37
9	2021247	382902.4
10	2771889	701247.9
11	3522531	990652.9
12	4273173	1253748
13	5023815	1492926
14	5774457	1710360

15	6525099	1908028
16	7275741	2087725
17	8026383	2251087
18	8777025	2399598
19	9527667	2534607
20	10278309	2657343

Для оценки эффективности инвестиций в данный проект должно соблюдаться условие $ЧДД \geq 0$. Это условие показывает, что доход превышает инвестиции. На графике можно наблюдать эффективность инвестиционного проекта.

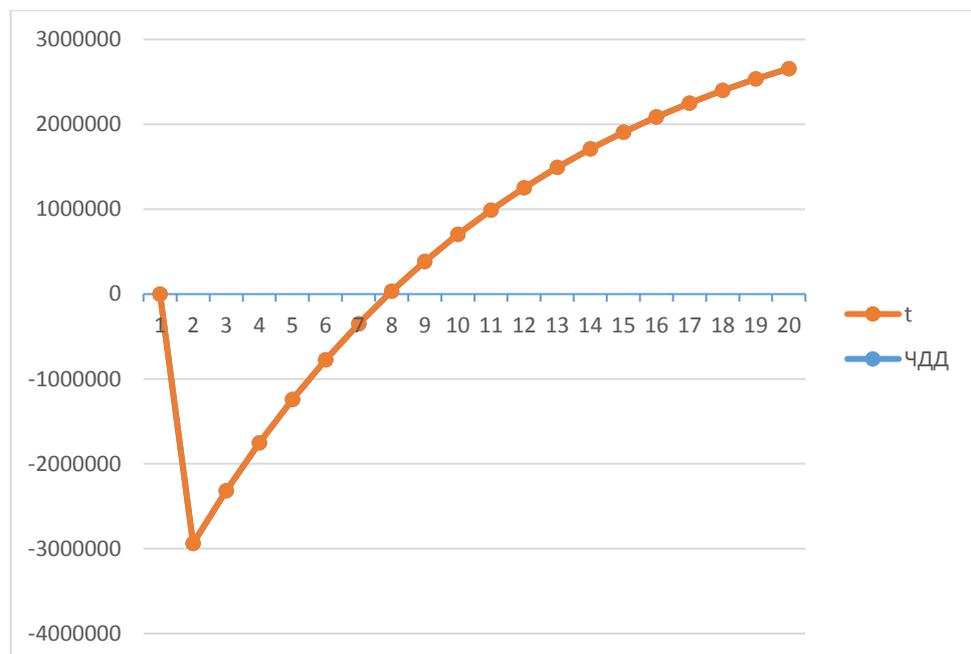


Рисунок 21 – оценка экономической эффективности

По графику видно, что срок окупаемости проектируемого объекта составит 7 лет. За этот период затраченные средства на строительство ПС и ВЛ для рудного месторождения полностью будут восстановлены с помощью отпускаемой в сеть электроэнергии.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Электробезопасность – это система организационных и технических средств и мероприятий, которые обеспечивают защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока.

В отличие от других опасностей электрический ток усугубляется тем, что человек не может обнаружить напряжение без специальных приборов. Также воздействие электрического тока очень быстротечно и опасность обнаруживается тогда, когда человек уже поражен.

Проходя через живые ткани человека, электрический ток оказывает термическое воздействие в виде ожога, электрическое и биологическое.

Несчастные случаи возникают по следующим причинам:

- Случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, которые находятся под напряжением;
- Появление напряжения прикосновения на металлических конструкциях оборудования в результате повреждения изоляции и других причин;
- Появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди из-за ошибочного включения электроустановки;
- Возникновение напряжения шага на поверхности земли из-за замыкания провода на землю;

Для обеспечения безопасности и защиты от поражения электрическим током принимаются следующие меры:

- Обеспечение недоступности токоведущих частей, которые находятся под напряжением, для предотвращения случайного прикосновения;
- Электрическое разделение сети;

- Установка защитного заземления, зануления и защитное отключение для устранения опасности при появлении напряжения на металлических конструкциях (корпус, кожух и др.);
- Применение кожухов, ограждений и двойной изоляции для устранения случайного прикосновения;
- Контроль и профилактика поврежденной изоляции;
- Компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю;
- Применение специальных защитных средств, переносных приборов и предохранительных приспособлений;
- Организация безопасной эксплуатации электрооборудования.

Персонал, который осуществляет обслуживание слаботочных систем автоматики, телемеханики и пр., подвергаются опасности поражения напряжением до 220 В.

Действия персонала при поражении человека электрическим током прописаны в соответствующих инструкциях, которые утверждаются на предприятии в установленном порядке.

Обслуживающий, оперативный персонал ПС допускается к работе в электроустановке при наличии допуска.

10.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Во время эксплуатации силового трансформатора может случиться механическое повреждение его корпуса. В результате такой аварии трансформаторное масло растекается по земле, тем самым загрязняет почву и служит источником распространения пожара. Для предотвращения такой ситуации на РУ предусматриваются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Произведем расчет для сооружения такого маслоприемника на ОРУ 110 кВ. Трансформаторы, эксплуатируемые в данном распределительном устройстве марки ТДН-40000/110/10. Все параметры трансформатора указаны в таблице 69

Таблица 69 – параметры трансформатора

Тип	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДН- 40/110/10	40	66,9	16,7	6145	6240	4592

В соответствии с п.4.2.69 ПУЭ, если масса масла более 1 т, но менее 20 тонн, то маслоприемник выполняется без отвода масла.

Такой маслоприемник должен выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой. Поверх этой решетки насыпают слой чистого гравия или чистого гранитного щебня. Толщина насыпи должна составлять не меньше 0,25 м. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки на 50 мм, не менее.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится при помощи специальных передвижных средств. Также необходимо выполнять простые устройства для проверки отсутствия воды или масла в маслоприемнике.

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитывается на прием 100 % объема масла, которое залито в силовой трансформатор и 80 % воды для средств пожаротушения с учетом орошения площади маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 минут.

Габариты маслоприемника для своих силовых трансформаторов примем $\Delta = 1,5$ м, так как масса масла составляет 16,7 т.

Размеры маслоприемника определяются по формуле:

$$L_{mn} = L_m + 2\Delta, \quad (159)$$

где L_m - длина трансформатора

$$L_{mn} = 6,240 + 2 \cdot 1,5 = 9,240 \text{ м}$$

$$B_{mn} = B_m + 2\Delta, \tag{160}$$

где B_m - ширина трансформатора

$$B_{mn} = 4,592 + 2 \cdot 1,5 = 7,592 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$S_{mn} = L_{mn} \cdot B_{mn} \tag{161}$$

$$S_{mn} = 9,240 \cdot 7,952 = 73,47 \text{ м}^2$$

На рисунке 21 показаны габариты маслоприемника

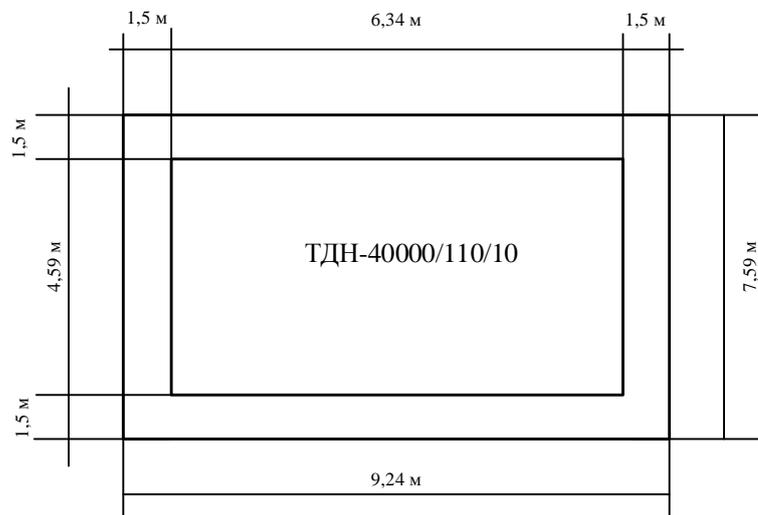


Рисунок 21 – габариты маслоприемника

Объем маслоприемника без отвода масла найдем по формуле:

$$V_{mn} = V_m + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}, \tag{162}$$

Где V_m - объем трансформаторного масла;

$V_{\text{воды}}$ - объем воды

Выбранные трансформаторы имеют полную массу 66,9 тонн, а масса масла в свою очередь составляет 16,7 тонн. Определим объем по формуле:

$$V_m = \frac{m}{\rho_m}, \quad (163)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла. Для трансформаторного масла типа Т-750 величина плотности составляет 880 кг/м³.

$$V_m = \frac{16,7}{0,880} = 18,97 \text{ м}^3$$

Объем воды, необходимый для тушения пожаров находится по формуле:

$$V_{\text{воды}} = I \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (164)$$

где I - интенсивность пожаротушения (0,2 л/с·м²);

t - время, за которое происходит пожаротушение (30 минут);

$S_{\text{БПТ}}$ - площадь боковой поверхности силового трансформатора.

Площадь боковой поверхности силового трансформатора находится по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (L_m + B_m), \quad (165)$$

где H - высота трансформатора

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 6,145 \cdot (6,340 + 4,592) = 134,35 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (91,66 + 134,35) \cdot 10^{-3} = 81,36 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{мл}} = 18,97 + 0,8 \cdot 81,36 = 84,06 \text{ м}^3$$

Высота маслоприемника найдем по формуле:

$$h_{\text{мл}} = \frac{V_{\text{м}}}{S_{\text{м}}} + \frac{V_{\text{воды}}}{S_{\text{мл}}} + h_{\text{г}} + h_{\text{зр}}, \quad (166)$$

где $h_{\text{г}}$ - глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла с водой в маслоприемнике (50 мм);

$h_{\text{зр}}$ - толщина гравия (0,25 м)

$$h_{\text{мл}} = \frac{18,97}{73,47} + \frac{81,36}{73,47} + 0,25 + 0,05 = 1,6 \text{ м}$$

Конструкция маслоприемника изображена на рисунке 22.

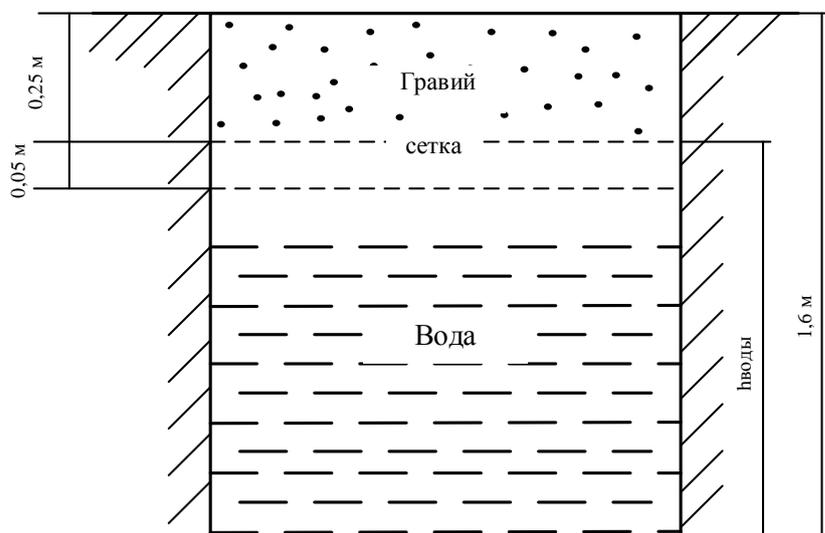


Рисунок 22 – конструкция маслоприемника.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Для того, чтобы быстро локализовать и ликвидировать возникший пожар в его начальной стадии необходимо иметь первичные средства тушения

пожара и уметь ими пользоваться. Такими средствами являются вода, песок, инертные газы, пена, сухие (твердые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Песком пользуются для того, чтобы тушить небольшие очаги воспламенения кабелей, электропроводки и горючие жидкости такие как: мазут, масло, краска и т.п. Песок хранят в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставят возле трансформаторов и баковых масляных выключателей. Вместимость таких ящиков составляет 0,5 м³. Песок всегда должен быть сухим и рыхлым.

При тушении пожаров используют огнегасительные вещества, которые подаются в очаг горения стационарными и передвижными установками пожаротушения. В зависимости от огнегасительных веществ различаются на жидкостные, пенные, газовые, порошковые огнетушители.

Жидкие и пенные огнетушители представляют собой баллон, который заполнен щелочной жидкостью. Внутри ведена стеклянная или полиэтиленовая трубка, заполненная серной кислотой. Струя пены может быть от 8 до 12 м. Продолжительность пенного огнетушителя примерно составляет 60 секунд. Пенные огнетушители способны гасить большинство горящих веществ, в том числе горящие жидкости (масла, керосин или бензин).

Для тушения электроустановок и электроприборов, которые находятся под напряжением, а также большинства твердых и жидких горючих веществ используют углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8. Ручной углекислотный огнетушитель состоит из металлического баллона. Давление в этом баллоне составляет 170 кг/см². Под таким давлением находится жидкая углекислота, вентиль с сифонной трубкой и раструба. Время действия такого огнетушителя составляет примерно 25-60 секунд, а длина струи – от 1,5 до 3,5 м.

На проектируемом объекте должен быть предусмотрен простейший пожарный инвентарь, который размещается в специальном щите.

Использовать инвентарь для целей, не связанных с пожаротушением, запрещается.

Необходимо устанавливать специальные знаки на видных местах по государственному стандарту, которые указывают местонахождения средств пожаротушения.

Специально назначенные лица должны осуществлять регулярный контроль за содержанием и поддержанием эстетического вида первичных средств пожаротушения, а также следить за их постоянной готовностью.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей и требованиям [].

Компоновка проектируемой ПС и отсыпка площадки щебнем позволяет обеспечивать беспрепятственный доступ пожарной техники. Все конструкции на ПС выполняются из негорючих материалов:

1. Фундаменты под оборудование и силовые трансформаторы должны быть железобетонными;
2. Кабельные лотки и плиты перекрытия кабельных лотков также железобетонные;
3. Портал ошиновки 110 кВ и молниеотводы – стальные.

Ячейки КРУН 10 кВ заводского изготовления имеют степень огнестойкости II, а класс пожарной опасности строительных конструкций – КО.

Строительные конструкции КРУН-10 кВ состоят из негорючих материалов с допустимым пределом огнестойкости конструкции для II степени.

Каркас и кровля металлические. Ячейки имеют теплоизоляцию из пенополиуретана. Предел огнестойкости несущих конструкций комплектного РУ наружной установки 10 кВ – R90.

Все ограждение ПС выполнено из железобетонных панелей. На подстанции отсутствует обслуживающий персонал. Все необходимые

оперативные обслуживания выполняются оперативно-выездной бригадой. Предусмотренные удобные и короткие пути эвакуации позволяют персоналу безопасно покинуть территорию ПС через распашные ворота.

Люди, которые не входят в состав ОВБ не должны находиться на территории ПС. Все работы проводятся только при наличии допуска специально обученным персоналом.

Любое воздействие опасных факторов пожара в случае возникновения аварии (разгерметизация силового трансформатора, пролив трансформаторного масла и его возгорание) не выходят за пределы ПС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторасположение рудного месторождения не позволяло осуществить подключение к существующей электрической сети для электроснабжения. Для решения этой проблемы была поставлена цель о проектировании новой электрической сети, которая обеспечит должный и бесперебойный уровень электроснабжения предприятия по добычи и обработки цветных металлов.

В работе были решены следующие задачи:

1. .Разработана оптимальная схема электрической сети;
2. Произведен расчет токов короткого замыкания;
3. Выбрана схема новой подстанции;
4. Произведен выбор оборудования с последующей проверкой;
5. Произведен расчет молниезащиты новой линий и подстанции;
6. Рассмотрены и проанализированы различные режимы работы новой электрической сети;
7. Рассчитана релейная защита проектируемой сети.

В результате выполнения работы была спроектирована новая электрическая сеть напряжением 110 кВ. Данная сеть позволит запитать нового потребителя и обеспечить требуемую мощность и бесперебойность работы. При этом, схема сети спроектирована таким образом, чтобы затраты на ее сооружение были минимальными, а окупаемость не превышала 10 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин – Екатеринбург УГТУ-УПИ, 2005.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.
3. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для Вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Мучин П.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие для вузов. Новосибирск.: СГТА, 2003.
6. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанции / Б.Н. Неклепаев, Крючков И.П. – Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
7. Постановление комитета по ценам и тарифам правительства Хабаровского края № 41/1 от 27.12.2017 г.
8. Правила устройств электроустановок: нормативно-технич. Материал. – 7-е изд. – М.: Энергосервис, 2012.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
10. Приказ Минэнерго России от 28 февраля 2019 года №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.»
11. Приказ Минэнерго России от 23 июня 2015 №380 «о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности

для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии»

12. Растрвин.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступ_:<http://www.rastrwin.ru>.

13. РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.

14. Рогалев Н.Д. Учебное пособие для вузов Экономика энергетики/ Н.Д.Рогалев, А.Г. Зубкова. – М.: Издательство МЭИ, 2005.

15. Рожкова, Л.Д., Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д. Рожков, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007.

16. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / Под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

17. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова др. – М.: «Энергоатомиздат», 2009.

18. СТО 56947007-29.060.50.268-2019 Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения

19. СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозных и внутренних перенапряжений.

20. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – 13.04.2009.

21. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения

22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : /Д. Л. Файбисович, И. Г. Керапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2012.
23. Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012.
24. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Под ред. Ю.И. Вишневого. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отд-ние, 2002
25. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2001.
26. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002.

Приложение А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Тип (авто-) трансформатора.	Код техниче- ского места оборудо- вания.	Сном, МВА	Сторо- на	Номи- нальн- ое напря- жение сети	00:00:00			01:00:00			02:00:00			03:00:00			04:00:00		
					Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
					U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
6	7	8	9	10	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	ВН	220	—	—	55.8	—	—	54	—	—	54	—	—	55.9	—	—	55.5
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	СН	35	1.81	18.41	287.2	1.76	18.59	288	1.67	18.53	288	1.67	18.41	286	1.67	18.42	288
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	НН	10	2.81	1.41	193	2.64	0.96	150	2.48	0.92	135	3.16	1.52	185	3.19	1.44	190
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	РПН	—	18			18			18			18			18		
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	ВН	220	—	—	7	—	—	6.3	—	—	6.7	—	—	6.2	—	—	6.5
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	СН	35	0.73	-0.2	10.7	0.73	-0.18	11	0.75	-0.19	11	10.78	-0.18	11.5	0.74	-0.19	11
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	НН	10	0.37	2.01	113	0.26	1.83	101	0.31	1.92	108	0.21	1.77	97	0.3	1.91	106

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Тип (автомоторный трансформатора).	Код технического места оборудования.	Сном, МВА	Сторона	Номинальное напряжение сети	05:00:00			06:00:00			07:00:00			08:00:00			09:00:00		
					Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
					U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
6	7	8	9	10	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	ВН	220	—	—	54.1	—	—	55	—	—	55	—	—	55.6	—	—	56.8
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	СН	35	1.72	18.58	288.9	1.75	18.48	288	1.92	18.55	288.6	1.91	18.43	286	1.91	18.34	286.9
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	НН	10	2.56	1.03	147	2.74	1.14	157	3.01	1.17	175	3.24	1.28	197	3.45	1.81	209
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	РПН	—	18			18			18			18			18		
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	ВН	220	—	—	6.1	—	—	7	—	—	7.6	—	—	6.8	—	—	6.4
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	СН	35	0.79	-0.19	11.6	0.83	-0.16	12	0.87	-0.19	12.1	0.81	-0.17	11.3	0.68	-0.29	10.7
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	НН	10	0.23	7.18	97	0.34	1.97	110	0.37	2.2	123	0.29	1.94	107	0.29	2	109

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Тип (автоматический трансформатор).	Код технического места оборудования.	Сном, МВА	Сторона	Номинальное напряжение сети	06:00:00			07:00:00			08:00:00			09:00:00			10:00:00		
					Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
					U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
6	7	8	9	10	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	ВН	220	—	—	55	—	—	55	—	—	55.6	—	—	56.8	—	—	56.8
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	СН	35	1.75	18.48	287.5	1.92	18.55	289	1.91	18.43	285.9	1.91	18.34	286.9	1.84	18.35	187.5
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	НН	10	2.74	1.14	157	3.01	1.17	175	3.24	1.28	197	3.45	1.81	209	3.53	1.73	214
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	РПН	—	18			18			18			18			18		
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	ВН	220	—	—	7	—	—	7.6	—	—	6.8	—	—	6.4	—	—	7
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	СН	35	0.83	-0.16	12.2	0.87	-0.19	12	0.81	-0.17	11.3	0.68	-0.29	10.7	0.64	-0.28	10.2
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	НН	10	0.34	1.97	110	0.37	2.2	123	0.29	1.94	107	0.29	2	109	0.35	2.17	123

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Тип (авто-) трансфор- матора.	Код техниче- ского места оборудо- вания.	Сном, МВА	Стор- она	Номи- нальн- ое напря- жение сети	11:00:00			12:00:00			13:00:00			14:00:00			15:00:00		
					Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
					U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
6	7	8	9	10	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	ВН	220	—	—	56.5	—	—	56	—	—	55.4	—	—	55.5	—	—	55.5
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	СН	35	1.91	18.47	288.1	1.96	18.44	289	1.77	18.35	286	1.75	18.34	285.5	2.11	18.26	285.8
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	НН	10	3.29	1.58	195	3.29	1.6	204	2.97	1.36	181	2.96	1.34	176	3.25	1.48	192
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	РПН	—	18			18			18			18			18		
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	ВН	220	—	—	6.8	—	—	6.6	—	—	6.9	—	—	6.8	—	—	7.3
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	СН	35	0.66	-0.29	10.2	0.63	-0.28	9.9	0.69	-0.19	10.2	0.71	-0.18	10.3	0.75	-0.2	11.3
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	НН	10	0.29	2.12	118	0.29	2.14	118	0.38	2.02	117	0.4	1.97	113	0.4	2.21	126

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Тип (авто- трансфор- матора.	Код техниче- ского места оборудо- вания.	Сном, МВА	Сторо- на	Номи- нальн- ое напря- жение сети	16:00:00			17:00:00			18:00:00			19:00:00			20:00:00		
					Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
					U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
					61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	ВН	220	—	—	55.4	—	—	57	—	—	56	—	—	56.3	—	—	56.3
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	СН	35	2.09	18.33	288	2.06	18.22	286	2.12	18.26	286.4	2.08	18.32	286.8	2.02	18.19	286
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	НН	10	3.01	1.3	178	3.47	1.58	207	3.33	1.51	204	3.4	1.55	200	3.25	1.74	203
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 01-001	25	РПН	—	18			18			18			18			18		
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	ВН	220	—	—	6.9	—	—	7.7	—	—	7.1	—	—	7.3	—	—	7.3
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	СН	35	0.74	-0.19	11.2	0.75	-0.2	11	0.76	-0.2	11.6	0.75	-0.2	11	0.75	-0.21	11.5
ТДТН- 25000/220/ 38,5/11	PS00657- 02-001	25	НН	10	0.34	2.07	117	0.38	2.37	132	0.34	2.23	129	0.48	2.16	121	0.47	2.16	124

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Тип (авто-) трансформатора.	Код технического места оборудования.	Sном, МВА	Сторона	Номинальное напряжение сети	21:00:00			22:00:00			23:00:00		
					Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
					U, кВ			U, кВ			U, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
6	7	8	9	10	76	77	78	79	80	81	82	83	84
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	ВН	220	—	—	55.6	—	—	54.4	—	—	54.5
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	СН	35	1.95	18.27	285.9	1.92	18.37	286.3	1.96	18.22	286.1
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	НН	10	3.1	1.48	183	2.52	0.96	144	2.6	1.04	148
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-01-001	25	РПН	—	18			18			18		
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	ВН	220	—	—	6.8	—	—	6.9	—	—	6.8
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	СН	35	0.72	-0.19	11.1	0.75	-0.18	11.4	0.72	-0.22	11.6
ТДТН-25000/220/38,5/11	PS00657-02-001	25	НН	10	0.39	2.01	112	0.34	2.09	113	0.31	2.12	117

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Березовая» 220/35/10 кВ. Весенне-летний период.

Диспетчерское наименование	Класс напряжени	04:00			11:00			17:00			22:00		
		Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
1Т (ТДТН-25000/220/38,5/11)	ВН	Н/Д	Н/Д	50.1	Н/Д	Н/Д	49.8	Н/Д	Н/Д	50.3	Н/Д	Н/Д	49.7
	СН	1.11	16.83	268.6	1.06	16.83	268.5	1.1	16.81	267.8	1.21	17.02	271.6
	НН	1.51	0.97	99	1.55	0.91	99	1.71	1	107	1.75	0.82	107
	РПН	17			17			17			17		
	ПБВ	3			3			3			3		
2Т (ТДТН-25000/220/38,5/11)	ВН	Н/Д	Н/Д	2.7	Н/Д	Н/Д	2.5	Н/Д	Н/Д	2.8	Н/Д	Н/Д	2.9
	СН	0.42	-0.21	6.5	0.39	-0.22	6.4	0.45	-0.22	6.9	0.45	-0.21	7.4
	НН	0.09	0.65	35	0.11	0.62	33	0.11	0.63	34	0.13	0.66	37
	РПН	5			5			5			5		
	ПБВ	3			3			3			3		

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Горин» 220/35/10 кВ. Осенне-зимний период

Диспетчерское наименование	Тип (авто-) трансформатора.	Код технического места оборудования.	Sном, МВА	Сторона для (авто-) трансформаторов.	Номинальное напряжение сети, кВ	01:00:00			04:00:00			11:00:00			19:00:00		
						Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
						U, кВ			U, кВ			U, кВ			U, кВ		
						Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1Г	ТДТН-25000/110/35/10	PS00662-01-001	25	ВН	220	—	—	45.6	—	—	45.7	—	—	46.4	—	—	46.2
1Г	ТДТН-25000/110/35/10	PS00662-01-001	25	СН	35	0.53	17.04	271	0.53	17.05	273	0.64	17.07	273	0.66	16.93	272
1Г	ТДТН-25000/110/35/10	PS00662-01-001	25	НН	10	0.87	0.33	47	0.83	0.35	45	1.15	0.42	60	1.19	0.48	64
1Г	ТДТН-25000/110/35/10	PS00662-01-001	25	РПН	—	17			17			17			17		
2Г	ТДТН-25000/110/35/10	PS00662-02-001	25	ВН	220	—	—	6.2	—	—	6	—	—	7.7	—	—	7.4

Продолжение приложения А. Замеры нагрузок к 2019 году ПС «Горин» 220/35/10 кВ. Весенне-летний период

Диспетчерское наименование	Класс напряжения	04:00			11:00			17:00			22:00		
		Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А	Q, Мвар	P, МВт	I, А
1Т (ТДТН-25000/220/38,5/11)	ВН	-	-	42.6	-	-	43.1	-	-	42.8	-	-	42.9
	СН	0.28	15.55	258.6	0.37	15.61	259.4	0.45	15.69	261.2	0.42	15.67	261.1
	НН	0.43	0.16	24	0.65	0.15	33	0.61	0.14	31	0.55	0.14	30
	РПН	16			16			16			16		
	ПБВ	5			5			5			5		
2Т (ТДТН-25000/220/38,5/11)	ВН	-	-	0	-	-	0	-	-	3.6	-	-	3.6
	СН	0.06	-0.11	0	0	-0.12	0	0.06	-0.12	0	0.06	-0.12	0
	НН	-0.88	-0.41	5.7	-1.24	-0.56	77	-1.32	-1.12	85	-1.22	-0.51	71
	РПН	5			5			5			5		
	ПБВ	5			3			3			3		

