

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 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование электрической части переключательного пункта 500 кВ Химкомбинат для обеспечения электроэнергией потребителей ООО «Амурский газохимический комплекс»

Исполнитель

студент группы 942-ом

(подпись, дата)

В.Р. Кайков

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Руководитель магистер-
ской программы

профессор, докт.техн.наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2021

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
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кайкова Владислава
Руслановича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование электрической части переключательного пункта 500 кВ Химкомбинат для обеспечения электроэнергией потребителей ООО «Амурский газохимический комплекс»

(утверждено приказом от 20.02.21 №378-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходные данные получены при прохождении производственной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования; 2. Анализ существующего участка энергосистемы; 3. Технические решения для модернизации эл.сети; 4. Выбор оптимального варианта развития сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 18 таблиц, 12 рисунков, 27 формул

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 20.02.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы _____

Задание принял к исполнению (дата) _____

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 91 с., 12 рисунков, 27 формул, 18 таблиц, 19 источников.

ВЛ-500КВ, РАСПРЕДУСТРОЙСТВО 500КВ, ЭЛЕГАЗОВЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ПОЖАРОТУШЕНИЕ, ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.

Целью диссертации является проектирование электрической части переключательного пункта 500кВ «Химкомбинат» для обеспечения электроэнергией потребителей ООО «Амурский газохимический комплекс».

Были произведены расчёты установившихся режимов сети с помощью ПК RastrWin, выполнен прогноз электрических нагрузок, осуществлён выбор необходимого оборудования. Соответствие пропускной способности сети, уровни напряжения в узлах сети, потери мощности в различных режимах.

Также необходимо выбрать элегазовый выключатель, определить схему установки в распределительном устройстве, эксплуатация выключателя.

Произведён выбор оптимального из вариантов электрической сети ПП 500кВ «Химкомбинат» на основании метода расчёта экономической эффективности.

Экономическая часть исследовательской работы включает в себя расчет затрат на сооружение ПП 500 кВ.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	3
Введение	7
1 Структурный анализ электрической сети района проектирования	10
2 Схемные решения по присоединению проектируемого пп 500 кв химкомбинат	13
2.1 Анализ схем распределительного устройства 500 кв	13
3 Оценка стоимости капиталовложений по вариантам строительства пп 500 кв химкомбинат по методу дисконтированных затрат	18
4 Расчет электрических режимов	21
4.1 Расчеты режимов одностороннего включения	23
4.2 Исходные данные для расчета апериодической составляющей в токах через выключатели	27
4.3 Результаты расчета апериодической составляющей в токах через выключатели на вл 500 кв зейская гэс – химкомбинат № 1	28
5 Основные электротехнические решения	30
5.1 Выбор ошиновки 500 кв	30
5.2 Выбор оборудования 500 кв	33
5.2.1 Выбор выключателей 500 кв	33
5.2.2 Выбор разъединителей 500 кв	38
5.2.3 Выбор трансформатора тока	40
5.2.4 Изоляция и защита от перенапряжений	41
5.2.5 Ограничители перенапряжения	43
5.2.6 Основное электротехническое оборудование	44
6 Собственные и хозяйственные нужды.	
Переменный и постоянный ток	52
6.1 Решения по обеспечению питания собственных нужд пп перемен-	

НЫМ ТОКОМ	52
6.2 Решения по обеспечению собственных нужд пп постоянным током	71
6.3 Решения по солнечным батареям	73
7 Молниезащита и заземление	76
8 Надежность электроснабжения и качество электроэнергии	83
9 Организация эксплуатации и охрана труда	88
9.1 Организация эксплуатации на пп 500 кв химкомбинат	88
9.2 Охрана труда на пп 500 кв химкомбинат	88
10 Заключение	89
11 Библиографический список	90

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Амурский газохимический комплекс – это завод по производству базовых полимеров общей мощностью 2,7 млн тонн в год (2,3 млн тонн полиэтилена и 400 тыс. тонн полипропилена). На нем появится самая крупная в мире установка пиролиза. Основным сырьем станет этановая фракция и сжиженные углеводородные газы с Амурского газоперерабатывающего завода «Газпрома».

Газохимический комплекс – это предприятие по добыче и глубокой переработке многокомпонентного природного горючего газа.

Создается на базе одного или группы месторождений природного газа. Газохимический комплекс включает газовые промыслы, газоперерабатывающие заводы, предприятия по транспорту газа, конденсата, серы и других компонентов, подземные хранилища для продуктов газопереработки. В отдельных случаях в газоперерабатывающий комплекс могут входить химические заводы по производству синтетических материалов и изделий из них.

Основные виды продукции газохимического комплекса: сухой газ (торговое название – горючий газ), подаваемый в магистральные газопроводы; стабильный углеводородный конденсат (углеводороды от пентана и выше); газовая сера (торговое название – техническая сера); широкая фракция легких углеводородов (торговое название – нестабильный газовый бензин) – пропан-бутановая фракция углеводородов; топливный газ низкого давления (техническое название – топливный газ), используемый в качестве горючего данного предприятия.

На газохимическом комплексе из природного газа может также извлекаться гелий и другие компоненты, используемые в производстве продуктов бытовой химии, удобрений и другого.

Амурский газохимический комплекс – это завод по производству базовых полимеров общей мощностью 2,7 млн тонн в год (2,3 млн тонн полиэтилена и 400 тыс. тонн полипропилена). На нем появится самая крупная в мире установ-

ка пиролиза. Основным сырьем станет этановая фракция и сжиженные углеводородные газы с Амурского газоперерабатывающего завода «Газпрома».

Газохимический кластер – а это именно кластер в составе амурских ГПЗ и ГХК – планирует выдавать до 2,7 млн тонн готовой продукции в год. В итоге это будет крупнейшее и самое современное производство базовых полимеров в мире.

Предприятие, как отмечается в сообщении, станет «одним из крупнейших и самых современных в мире заводов по производству базовых полимеров». Это первый в мире опыт удаленного управления нефтехимическим комплексом. В проект заложено более 150 цифровых и автоматизированных решений, возможность круглосуточного дистанционного мониторинга и управления большинством технологических блоков.

Исходные данные для подготовки расчета переключательного пункта 500кВ

В территориальном отношении площадка под проектируемый ПП 500кВ Химкомбинат вариант 1 расположена в Свободненском районе Амурской области в 932м северо-восточнее п. Юхта-3.

В геоморфологическом отношении участок расположен в долине р. Большая Пера. Химкомбинат расположен в юго-западной части региона, занимающего Амуро-Зейское междуречье (области плато и равнин). Эрозионно- аккумулятивная и аккумулятивная равнина имеют флювиальный генезис. К этому типу относятся поймы и надпойменные террасы реки Большая Пера. Особенностью пойменного рельефа является ярко выраженное интенсивное меандрирование русел, изрезанность пойм протоками и старицами с песчаными косами, и прирусловыми валами с характерной пойменной растительностью. Участки пойм заболочены.

Количество линий, подключаемых по каждому РУ

РУ 500 кВ № 1:

– ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Химкомбинат № 1;

- ВЛ 500 кВ Амурская-Химкомбинат № 1;
- ВЛ 500 кВ Химкомбинат - АГХК I, II цепь.

РУ 500 кВ № 2:

- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Химкомбинат № 2;
- ВЛ 500 кВ Амурская-Химкомбинат № 2;
- ВЛ 500 кВ Химкомбинат - АГХК III, IV цепь.

Основное электротехническое оборудование:

- Выключатели элегазовые колонковые;
- Разъединители горизонтально-поворотные;
- Трансформаторы тока;
- Емкостные трансформаторы напряжения;
- ВЧ заградитель;
- ОПН.

Значение номинального тока устанавливаемого электротехнического оборудования не должно ограничивать пропускную способность ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Химкомбинат № 1, 2, ВЛ 500 кВ Амурская-Химкомбинат № 1, 2.

1 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРЕКТИРОВАНИЯ

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, к которой будет подключена ПП 500 кВ.

Схема сети представлен на рисунке 1.3, карта сети представлена на рисунках 1.1, 1.2

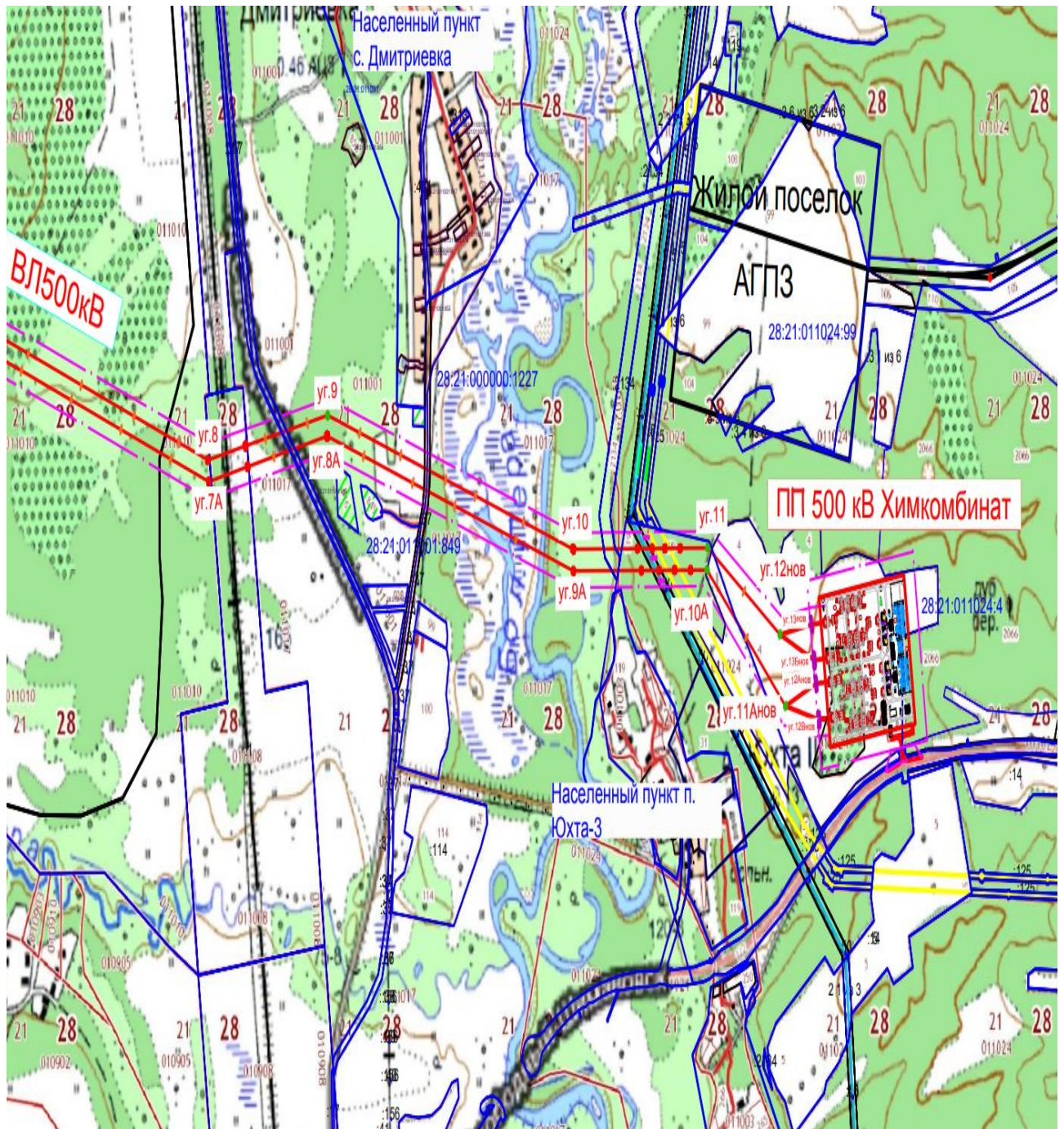


Рисунок 1.1 – Карта рассматриваемой сети

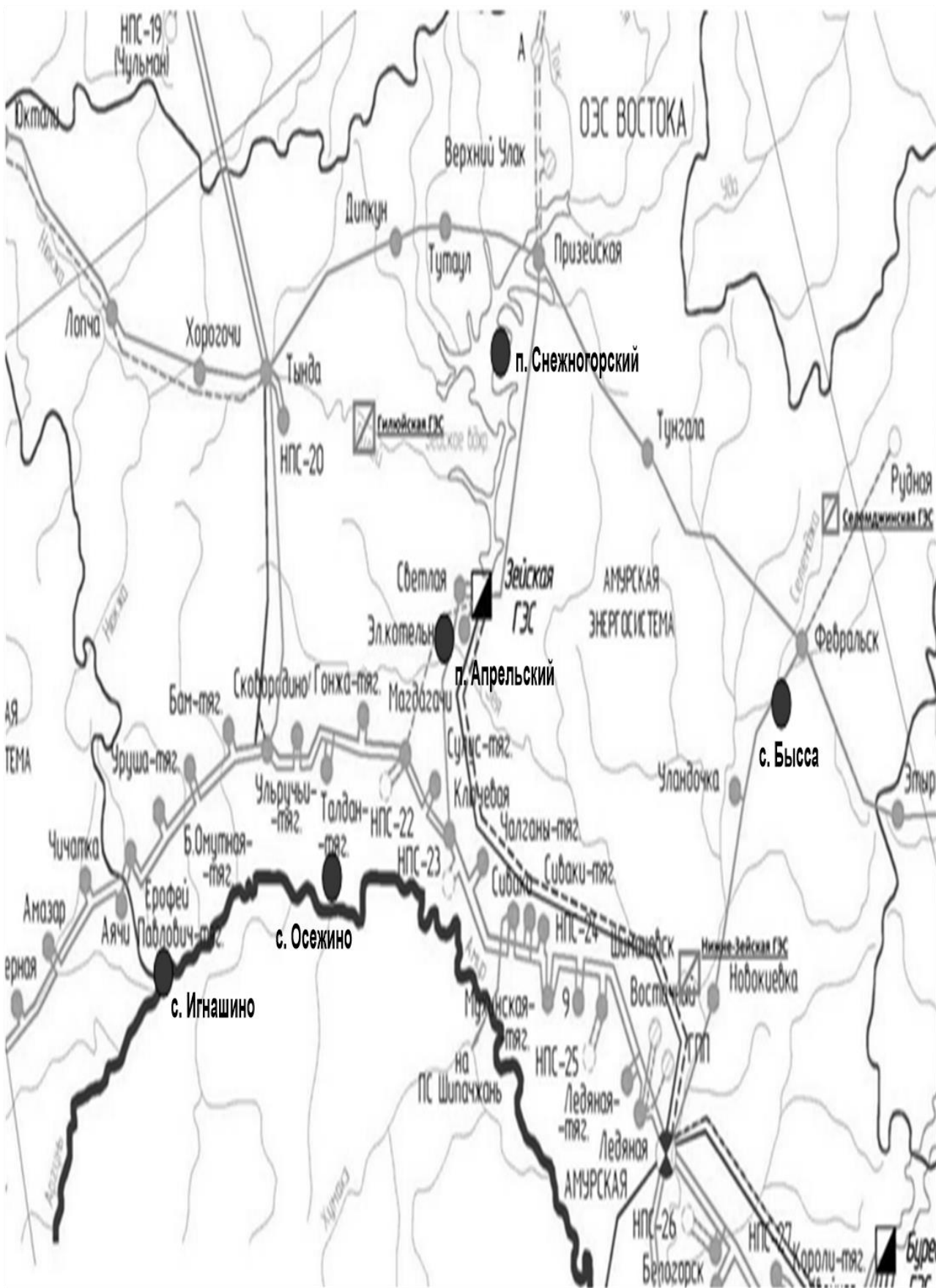


Рисунок 1.2

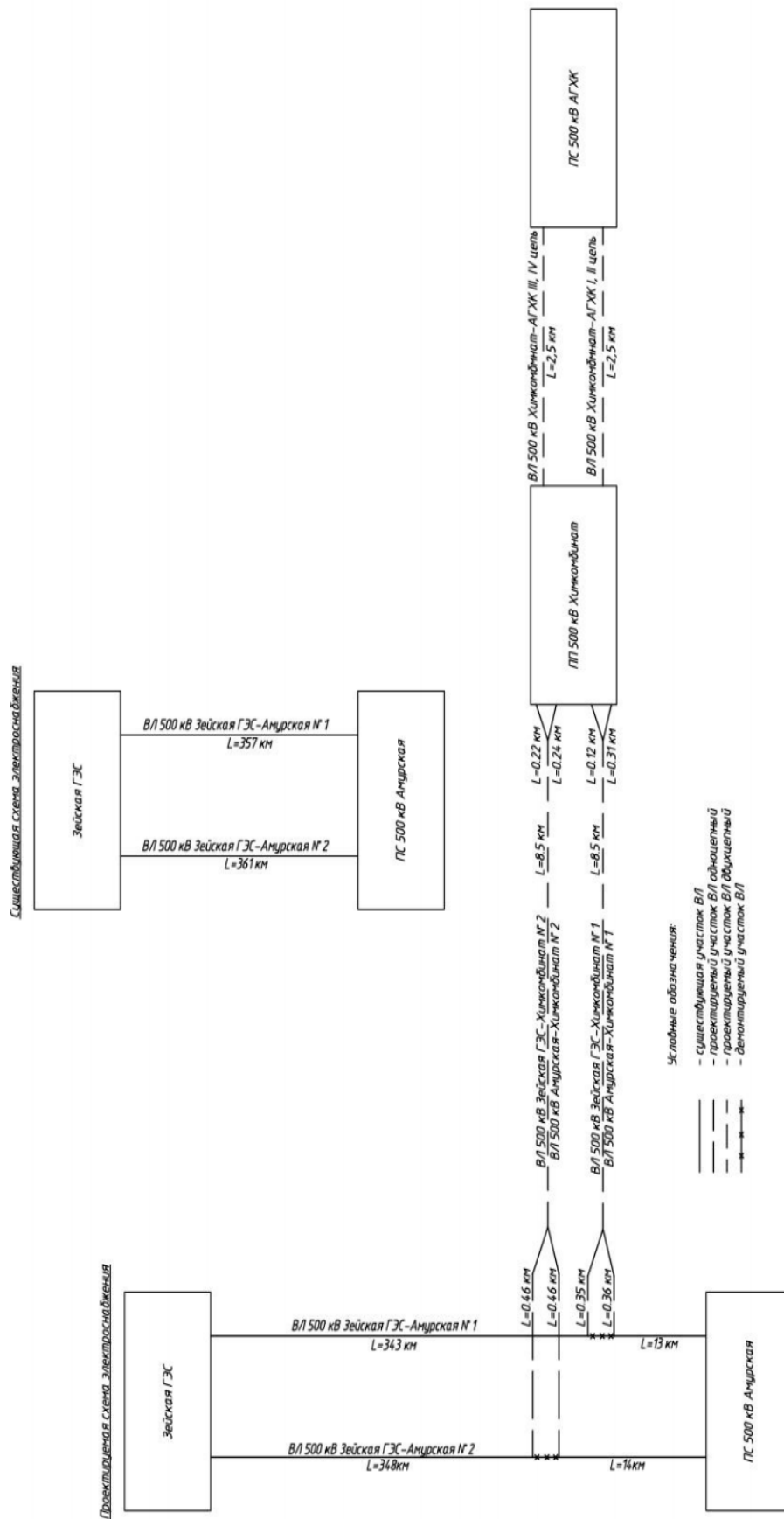


Рисунок 1.3 – Схема сети

2 СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРИСОЕДИНЕНИЮ ПРОЕКТИРУЕМОГО ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНОГО ПУНКТА 500 КВ ХИМКОМБИНАТ

Связь проектируемого ПП 500 кВ Химкомбинат с внешней электрической сетью выполняется при помощи сооружения заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС– Амурская № 2 на ПП. Заходы ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС–Амурская № 1, № 2 выполняются проводом марки АС сечением 3х330/43 мм². По способу подключения к сети проектируемый ПП 500 кВ Химкомбинат относится к транзитному типу. Сооружаются два независимых РУ 500 кВ. К первому РУ 500 кВ присоединяется две ЛЭП: ВЛ 500 кВ Амурская-Химкомбинат.№ 1, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Химкомбинат № 1. Ко второму РУ 500 кВ присоединяется две ЛЭП: ВЛ 500 кВ Амурская-Химкомбинат № 2, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-Химкомбинат № 2. Для подключения к ПП 500 кВ Химкомбинат энергопринимающих устройств ООО «Амурский ГКХ» между проектируемым переключательным пунктом и ПС 500 кВ АГКХ сооружаются четыре ЛЭП 500 кВ:

- ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГКХ I цепь;
- ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГКХ II цепь;
- ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГКХ III цепь;
- ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГКХ IV цепь [2].

2.1 Анализ схем распределительного устройства 500 кВ

На основании указанных норм[2], с учетом количества присоединений согласно заданию на проектирования, а также с учетом возможности дальнейшего перспективного развития ПП с присоединением к нему дополнительных линий предлагается несколько вариантов схем РУ 500 кВ.

Описание рассматриваемых вариантов схем исполнения проектируемого РУ 500 кВ ПП 500 кВ Химкомбинат: Вариант №1: Два независимых РУ 500 Кв по схеме «Четырехугольник», рисунок 2.1. Схема применяется для проходных подстанций (переключательных пунктов) с двухсторонним питанием по двум линиям. Требуется четыре ячейки включателей на четыре присоединения [6].

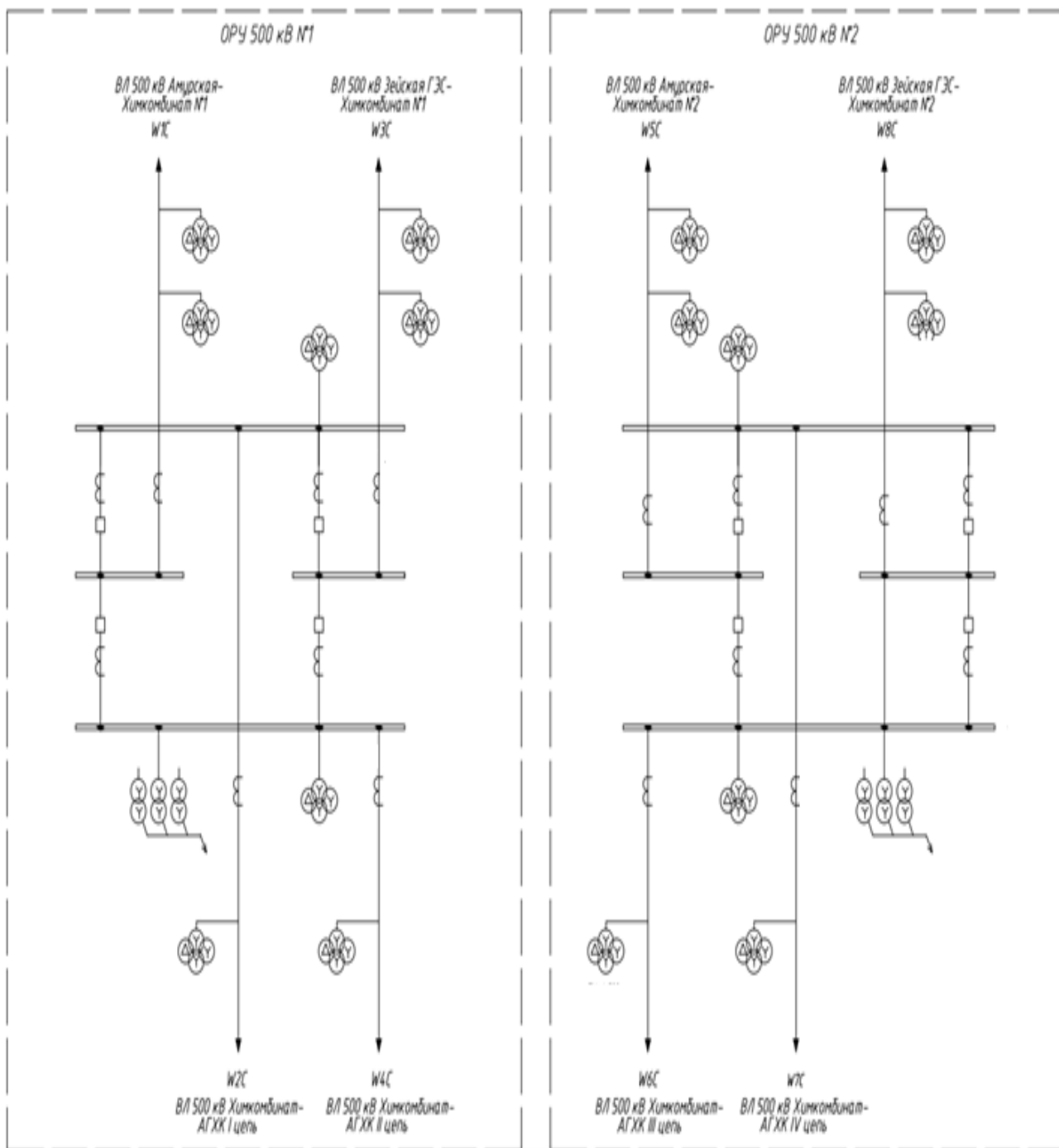


Рисунок 2.1- схема «Четырехугольник»

При отказе любого выключателя отключается не более одной линии. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции. При заданной схеме присоединения подстанций к энергосистеме (двухстороннее питание) потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях.

Преимущества данной схемы:

- простая и наглядная;

- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений;
- сравнительно дешевая схема с учетом количества выключателей на количество присоединений;
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, как следствие, минимизированы отказы по вине персонала;
- линейный присоединения автотрансформаторов подключаются к двум источникам питания через развилку выключателей, что является преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах;
- наиболее часто используемая схема для подстанций 500 кВ при двух линейных и двух трансформаторных присоединениях [5].

Недостатки данной схемы:

Затруднено дальнейшее развитие ПП. «Четырехугольник» не предусматривает возможность присоединения резервных линий.

При развитии схемы «Четырехугольник» в эти схемы потребуется значительное увеличение количества выключателей, трансформаторов тока и разъединителей, а также будет снижена надежность работы распределительного устройства ввиду большего количества оборудования.

Вариант №2: «Схема трансформатор – шины с полуторным присоединением линий», рисунок 2.2.

Данная схема рассматривается как вариант развития схемы «Четырехугольник» при необходимости перспективного развития ПП с присоединением к нему дополнительных линий. Схема применяется при количестве присоединений до восьми (2 трансформаторных присоединения и 5-6 линейных) и, если допустима потеря одновременно двух линий при отказе любого выключателя в схеме. Требуется девять ячеек выключателей на 8 присоединений.

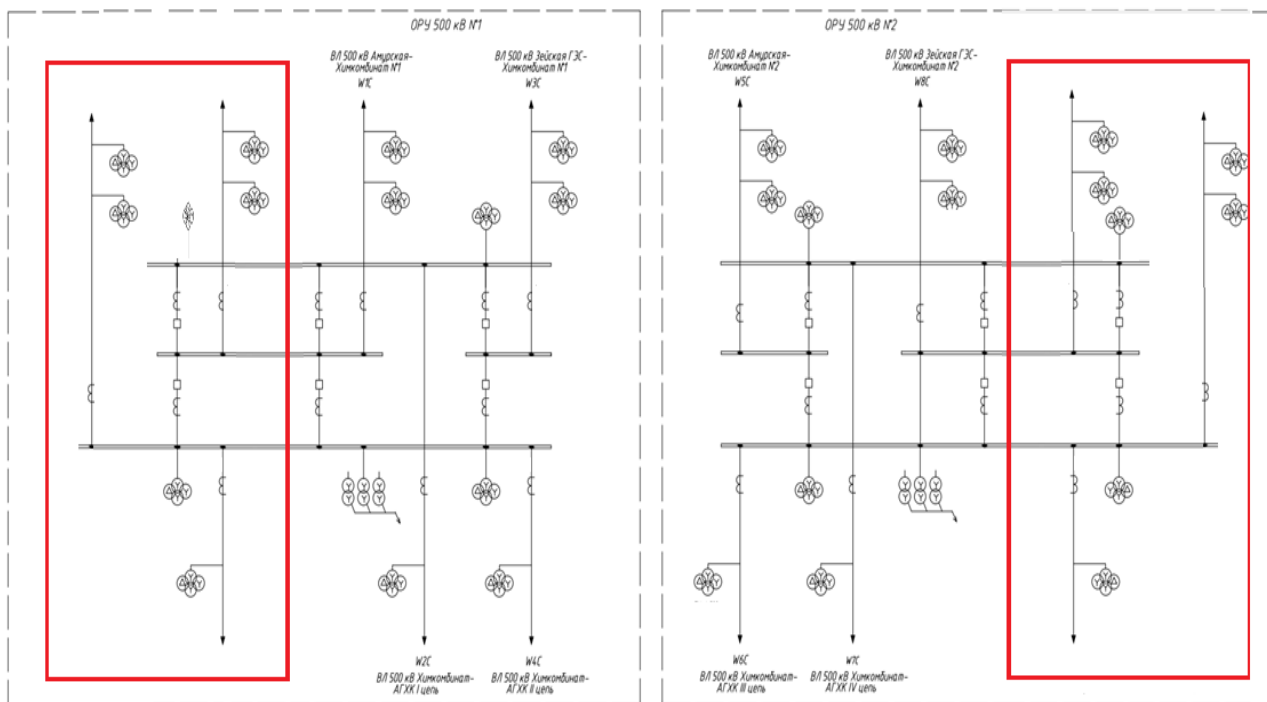


Рисунок 2.2 - схема «Четырехугольник» с возможностью подключения линий по «Полуторной»

Преимущества данной схемы:

- сравнительно простая и наглядная;
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны, как следствие, минимизированы отказы по вине персонала;
- каждое присоединение подключается через развилку выключателей, что является дополнительным преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах;
- при отказе выключателей со стороны сборных шин теряется не более одной линии или одного трансформатора, что допустимо с позиции устойчивости;
- при плановом ремонте одной из СШ и аварийном отключении другой, прерывание транзита мощности по сети 500 кВ не происходит;
- схема предусматривает возможность подключения резервных линий по «Полуторной» схеме (две линии через 3 выключатель), при необходимости расширения переключательного пункта с присоединением дополнитель-

ных линий к каждому РУ 500 кВ;

– является вариантом развития схемы «Четырехугольник» с возможностью подключения линий по «Полуторной» схеме (3 выключателя на 2 линии)

Недостатки данной схемы:

– данная схема обычно используется при количестве присоединений до
Применьшем количестве присоединений схема экономически не обоснована;

– необходимо три выключателя на 2 присоединения, поэтому схема достаточно затратная и должна применяться при условии обоснования;

при отказах выключателей «среднего» уровня одновременно отключаются 2 линии [7].

Вывод:

Согласно приведенному сравнению предлагаемых вариантов схем РУ 500 кВ ПП 500 кВ Химкомбинат, предпочтительным является вариант №1 (два независимых РУ 500 кВ по схеме «Четырехугольник») с точки зрения минимизации затрат по количеству выключателей на количество присоединений.

При необходимости дальнейшего расширения ПП 500 кВ, предпочтительным является вариант №2 Схема «Схема трансформатор – шины с полуторным присоединением линий».

При выборе наилучшего варианта для переключательного пункта необходимо рассмотреть преимущества и недостатки компоновочных решений для каждого из предложенных вариантов схем ПП 500 кВ Химкомбинат.

3 ОЦЕНКА СТОИМОСТИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ ПО ВАРИАНТАМ СТРОИТЕЛЬСТВА ПП 500 кВ ХИМКОМБИНАТ ПО МЕТОДУ ДИСКОНТИРОВАННЫХ ЗАТРАТ

Рассматриваются 2 основных варианта схем РУ 500 кВ ПП 500 кВ Химкомбинат:

Вариант №1. Два независимых РУ 500 кВ «четырёхугольник»;

Вариант №2. Два независимых РУ 500 кВ по схеме № 500-16 «Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий».

ЗРУ 10 кВ – двухсекционное, рассчитанное на установку 9 ячеек вакуумных выключателей.

Количество отходящих линий на каждом РУ 500 кВ – 4 шт.

Каждая компоновка состоит из двух независимых РУ 500 кВ.

Вид строительства- новое (КОСТ=0 тыс. руб.).

Расчёт стоимости капиталовложений представлен ниже в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Стоимость капиталовложений

Составляющие	Вариант 1 Четырёх- угольн ик	Вариант 2 Трансформатор ы-шины с полуторным присоединением линий
Количество ячеек выключателей 500 кВ, шт.	8	12
Стоимость ячейки одного комплекта выключателей в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб	28814	28814
Базисная стоимость РУ 500 кВ, тыс. руб.	230512	345768
Количество ячеек выключателей 10 кВ, шт.	9	9
Стоимость одного комплекта выключателей 10 кВ в базисном уровне цен (01.01.2000), тыс. руб.	570	570
Базисная стоимость КРУ 10 кВ с учетом здания, тыс. руб	5130	5130
Итоговая стоимость строительства ПП в ценах III квартала 2019 года, тыс. руб.	4 425 247,403	7 184 661,644

Пересчёт стоимости с уровня цен 01.01.2000 к уровню цен на 2019 год осуществлён с использованием индексов цен $K_{пер}=8,75$.

Расчет дисконтированных затрат.

Для сравнения вариантов строительства ПП 500 кВ Химкомбинат был выполнен расчет дисконтированных затрат строительства, в том числе с учетом сроков службы оборудования и издержек на текущую эксплуатацию и ремонт.

Дисконтированные затраты в строительство и эксплуатацию объекта за период времени $t_{расч}$ рассчитываются по формуле:

$$\sum_{t_0}^{t_{расч}} Z_{диск} = \sum_{t_0}^{t_{расч}} (K_t + I_t' - K_{тоос}) \cdot (1 + E_{н.д.})^{t-t_0}, \quad (1)$$

где K_t – капитальные вложения в строительство (реконструкцию) в t -ом году, ($0 \leq t \leq t_{расч}$).

I_t – издержки на эксплуатацию и ремонт в t -ом году;

$K_{тоос}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования (для объекта реконструкции). В данном случае остаточная стоимость не учитывается;

$E_{н.д.}$ – норма дисконтирования;

Ставка дисконтирования принята 10%. Согласно СТО 56947007-29.240.01.271- 2019 ставка дисконтирования принимается в соответствии с приказом ФС по тарифам от 21.11.2014 № 2049 «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной(общероссийской) электрической сети».

$t_{расч}$ – нормативный срок службы оборудования. Нормативный срок эксплуатации для оборудования ОРУ 500 кВ составляет 30 лет.

Расчёт дисконтированных затрат производится начиная с года, следующего за годом ввода объекта в эксплуатацию. Издержки для каждого года эксплуатации принимаются одинаковыми [5].

Соответственно формула расчета дисконтированных затрат принимает вид:

$$\sum_{t_0}^{t_{расч}} Z_{диск} = K + I \sum_{t_0}^{t_{расч}} (1 + E_{н.д.})^{t-t_0} \quad (2)$$

Стоимость зданий и сооружений принята равной постоянной части за-

трат.

В итоге дисконтированные затраты по каждому варианту составляют:

З_{диск.ОРУвар. №1} = 5 559 492,086 тыс. руб.;

З_{диск.ОРУвар. №2} = 8 897 166,483 тыс. руб.

Рассчитываем относительную разницу дисконтированных затрат по каждому из вариантов конструктивного исполнения РУ ПП с вариантом, характеризующимся минимумом дисконтированных затрат (З_{диск-min}), то есть с вариантом № 1:

$$\delta Z_{\text{диск}}^{n-k} = \frac{Z_{\text{диск}}^n - Z_{\text{диск}}^k}{Z_{\text{диск}}^k} \cdot 100\% \quad (3)$$

$$\delta Z_{\text{диск}}^{\text{вар1-вар2}} = 34 \%$$

$$\delta Z_{\text{диск}}^{\text{вар1-вар3}} = 60 \%$$

где З_{диск} – вариант, характеризующийся минимумом затрат.

З_{диск} – сравниваемый с ним вариант.

Разница дисконтированных затрат по вариантам № 2, 3, превышает 5 %, поэтому варианты не могут считаться равноэкономичными, дополнительное сопоставление по величине суммарного вероятного среднегодового ущерба не требуется.

Вывод: На основании приведенных технико-экономических показателей, с точки зрения минимизации капиталовложений заказчика, минимизации затрат на ТОиР, минимума дисконтированных затрат при обеспечении требуемых показателей надежности с учетом практики сооружения подобных переключательных пунктов (ПП), приоритетным является вариант № 1 (два независимых РУ 500 кВ «Четырехугольник»). К дальнейшему рассмотрению принимается вариант № 1 Два независимых РУ 500 кВ по схеме «Четырёхугольник».

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Используя приведенные выше исходные данные, а так же максимальную нагрузку в зимний период, проведем расчет максимального режима с помощью выбранного ПВК. Для начала рассмотрим электрический режим для варианта №1.

В таблице 4.1 приведены результаты расчета режима. В них отображена информация о напряжении в узлах. На рисунке 4.1 схема рассматриваемого участка

Таблица 4.1 – Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_m in	Q_max	B_ш	V
База	1	Зейская ГЭС	500			-488,2	-802,1	504			600	504
Ген	2	нн1	15	4,3	0,1	190	89,1	15,8	-100	100		15,8
Ген	3	нн2	15	4,3	0,1	190	89,1	15,8	-100	100		15,8
Ген	5	нн4	15	4,3	0,1	190	89,1	15,8	-100	100		15,8
Нагр	6	пункт 1	500									526,14
Нагр	7	ПС Амурская	500								1800	529,66
Нагр	8	н.т ат1	500									525,61
Нагр	9	сн ат 1	220	83,5	33,4							231,24
Нагр	10	нн ат 1	10									10,51
Нагр	11	н.т ат2	500									525,61
Нагр	12	сн ат 2	220	83,5	33,4							231,24
Нагр	13	нн ат 2	10									10,51

Таблица 4.2 – Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Kт/г
Тр-р	1	3	Зейская ГЭС - нн2	2,65	143,33	0,9	4,1	0,03
Тр-р	1	4	Зейская ГЭС - нн4	2,65	143,33	0,9	4,1	0,03
Тр-р	1	5	Зейская ГЭС - пункт 2	2,65	143,33	0,9	4,1	0,03
ЛЭП	1	6	Зейская ГЭС - пункт 1	6,15	59,29	73,9	-616,4	
ЛЭП	1	14	Зейская ГЭС - пункт 1	6,15	59,29	73,9	-616,4	
ЛЭП	6	7	пункт 1 - ПС Амурская	6,15	59,29	73,9	-616,4	
ЛЭП	14	7	пункт 1 - ПС Амурская	6,15	59,29	73,9	-616,4	
Тр-р	7	8	ПС Амурская - н.т ат1	0,58	61,1	0,5	2,7	1
Тр-р	8	9	н.т ат1 - сн ат 1	0,39				0,44
Тр-р	8	10	н.т ат1 - нн ат 1	2,9	113,5			0,02
Тр-р	7	11	ПС Амурская - н.т ат2	0,58	61,1	0,5	2,7	1
Тр-р	11	12	н.т ат2 - сн ат 2	0,39				0,44

Таблица 4.3 – Трансформаторы

N	Марка	S_{HO_M}	N_B	N_C	N_H	N_0	U_B	U_C	U_H	U_{k_BH}	U_{k_C}	U_{k_H}	I_{xx}	dP_{xx}	$dP_{кз(B-C)}$
1	АОДЦН-167000/500-288/220/10,5	167	7	9	10	8	288	133	10,5	35	11	21,5	0,4	125	325
2	АОДЦН-167000/500-288/220/10,5	167	7	12	13	11	288	133	10,5	35	11	21,5	0,4	125	325

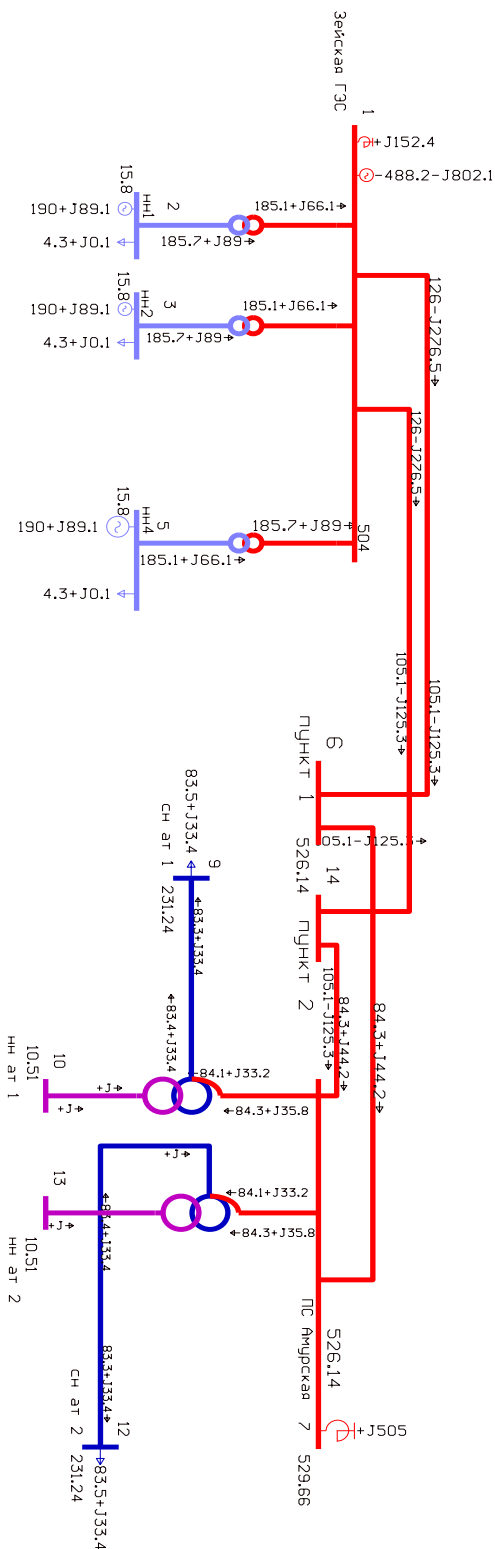


Рисунок 4.1 – Схема режима рассматриваемого участка сети

4.1 Расчеты режимов одностороннего включения

ЛЭП 500 кВ с целью проверки возможности возникновения апериодической составляющей тока и оценка параметров апериодической составляющей в суммарном токе холостого хода линии в циклах АПВ.

В общем случае при включении под напряжение индуктивных элементов в токе выключателя появляются две составляющие: периодическая, равная току нормального установившегося режима, и апериодическая, возникновение которой вызвано невозможностью мгновенного изменения тока реактора от нулевого к значению установившегося режима. Апериодическая составляющая характеризуется начальным значением и скоростью затухания. Начальное значение апериодической составляющей тока зависит от момента замыкания контактов выключателя (например, если включение происходит в момент, когда мгновенное значение сетевого напряжения близко к нулю, то апериодическая составляющая имеет наибольшее значение, равное амплитуде периодической составляющей тока). Постоянная времени затухания апериодического тока определяется соотношением активного и индуктивного сопротивлений в цепи его протекания. Коммутации линейных элегазовых выключателей в режиме с неуспешным АПВ с несимметричными КЗ могут привести к аварийным ситуациям вследствие затягивания процесса горения дуги в дугогасительной камере из-за длительного (порядка 100 мс и более) неперехода тока через ноль в здоровых фазах.

Аналогичная ситуация может возникнуть при включении от ключа управления холостой ВЛ на напряжение в случае несимметричного КЗ на линию.

Рассмотрим ЛЭП 500 кВ с установленными на линии шунтирующими реакторами (ШР). Степень компенсации емкостной проводимости ЛЭП с помощью шунтирующих реакторов определяется выражением:

$$K_p = \frac{b_{L,ШР\Sigma}}{b_{c,ВЛ}} \quad (4)$$

где $b_{L,ШР\Sigma} = NP \cdot b_{L,ШР}$ – суммарная фазная проводимость NP реакторов, присоединенных к ВЛ;

$b_{c,ВЛ}$ – суммарная емкостная проводимость фазы ВЛ, определяемая с достаточной точностью емкостной проводимостью ВЛ прямой последовательности

$$b_{c,ВЛ} = b_{10} \cdot l_{ВЛ}, \quad (5)$$

b_{10} – погонная емкостная проводимость ВЛ по прямой последовательности;

$l_{ВЛ}$ – длина линии.

$$I_{уст} = \frac{E}{\dot{Z}} \quad (6)$$

где $I_{уст}$ – комплексное сопротивление.

$$\dot{Z} = R - j \frac{\omega L}{\omega^2 LC - 1} = R - j \frac{x_L x_C}{x_L - x_C} \quad (7)$$

при $x_L = \omega L$, $x_C = 1/\omega C$

Из этих формул видно, что установившийся ток равен $I_{уст} = 0$ при $X_L = X_C$, то есть в резонансном режиме. Резонанс наступает при $\omega LC = 1$.

Поскольку собственная частота контура $f_{конт} = 1/2\pi\sqrt{LC}$, а вынуждающая частота $f_{вын} = \omega/2\pi$, выражение означает, что собственная частота контура равна вынуждающей частоте $f_{конт} = f_{вын}$.

При $X_L = X_{L,ШР}/N_P$ получаем:

$$\dot{Z} = R - j \frac{x_{L,ШР} \cdot x_C}{x_{L,ШР} - N_P \cdot x_C} \quad (8)$$

Откуда видно, что при $N_P = 0$ $\text{Im}(Z) = -X_C < 0$ ток имеет емкостной характер.

Увеличение числа шунтирующих реакторов приводит к тому, что начинается выполняться неравенство $N_P \cdot X_C > X_{L,ШР}$, то есть ток становится индуктивным ($\text{Im}(Z) > 0$).

Для рассматриваемого выключения LC-контура на синусоидальное напряжение $e = E_m \cdot \sin(\omega t + \psi)$ для установившегося тока через выключатель согласно формулам можно записать выражение:

$$i_{уст} = \left(\frac{X_L}{X_C} - 1 \right) \cdot \frac{E_m}{Z} \cdot \sin(\omega t + \Psi + \varphi),$$

$$\text{Где } \varphi = \arctg \frac{x_L}{R(x_L/x_L-1)}; Z = \sqrt{R^2 \left(\frac{x_L}{x_C} - 1 \right)^2 + X_L^2} \quad (9)$$

Полный ток через выключатель i определяется из системы уравнений:

$$\tau_L \tau_C \frac{d^2 i_{L,св}}{dt^2} + \tau_L \frac{d i_{L,св}}{dt} + i_{L,св} = 0$$

$$u_{св} = L \frac{d i_{L,св}}{dt}$$

$$i_{C,св} = C \frac{d u_{св}}{dt}$$

$$i_{св} = i_{L,св} + i_{C,св}$$

$$i = i_{уст} + i_{св}$$

где $\tau_L = \frac{L}{R}$, $\tau_C = RC$ – постоянные времени;

(10)

$i_{св}$, $iL,св$, $iC,св$ – свободные составляющие тока через выключатель, индуктивность и емкость, соответственно.

Из характеристического уравнения:

$$\tau_L \tau_C p^2 + \tau_L p + 1 = 0$$

Получаем корни:

$$p_1 = -\frac{1}{2\tau_C} \left(1 - \sqrt{1 - 4 \frac{\tau_C}{\tau_L}} \right), p_2 = -\frac{1}{2\tau_C} \left(1 + \sqrt{1 - 4 \frac{\tau_C}{\tau_L}} \right). \quad (11)$$

Согласно этому решение для свободной составляющей тока через выключатель при выполнении начальных условий $iL |_{t=0} = 0$; $iC |_{t=0} = 0$ представляется выражением:

$$i_{св} = -\frac{E_m}{Z} \sin(\Psi + \varphi) \frac{1}{p_1^2 - p_2^2} \left[(1 + \tau_L \tau_C p_1^2)(p_2^2 + \omega^2) \cdot e^{p_1 t} - (1 + \tau_L \tau_C p_2^2)(p_1^2 + \omega^2) \cdot e^{p_2 t} \right] \quad (12)$$

Значение p_1 и p_2 - действительные при $\frac{\tau_C}{\tau_L} < \frac{1}{4}$.

Для реальных реактированных ВЛ 500 кВ выполняется более сильное условие:

$$\frac{\tau_C}{\tau_L} \ll 1$$

Выражение (14) в этом случае существенно упрощается:

$$i_{CB} = -\frac{E_m}{Z} \sin(\Psi + \varphi) \left[\frac{x_L}{x_c} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_C}} \left(1 + \frac{x_L \tau_C}{x_c \tau_L} \right) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_L}} \right]$$

Рассмотрим два случая включения выключателя:

1. При $\Psi = 0$
2. При $\Psi = \pi / 2$

В первом случае при $\Psi = 0$ получаем для тока через выключатель:

$$i = \left(\frac{X_L}{X_C} - 1 \right) \cdot \frac{E_m}{Z} \cdot \sin(\omega t + \varphi) - \frac{E_m}{Z} \sin(\varphi) \cdot \left[\frac{x_L}{x_c} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_C}} - \left(1 + \frac{x_L \tau_C}{x_c \tau_L} \right) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_L}} \right]$$

При $t > 3\tau_C$ ток через выключатель будет определяться установившемся током:

$$i_{уст} = \left(\frac{X_L}{X_C} - 1 \right) \cdot \frac{E_m}{Z} \cdot \sin(\omega t + \varphi)$$

И свободной составляющей, определяемой только постоянной времени τ_L :

$$i_{CB} = \frac{E_m}{Z} \cdot \sin(\varphi) \cdot \left(1 + \frac{x_L \tau_C}{x_c \tau_L} \right) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_L}} \approx \frac{E_m X_L}{Z} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_L}} \quad (13)$$

Величина X_L/Z может значительно превышать величину $(X_L/X_C - 1)$, поскольку $X_L/Z \sim 1$, а при $X_L \rightarrow X_C$ значение $(X_L/X_C - 1)$ стремится к нулю. Следовательно, апериодическая составляющая в токе через выключатель может значительно превосходить амплитуду установившегося тока, и ток длительное время не будет переходить через ноль. Можно определить, что время, при котором свободная составляющая тока становится равной амплитуде установившегося тока, равно:

$$t_1 \approx \tau_L \cdot \ln \frac{x_L/Z}{x_L/x_c - 1} \quad (14)$$

Значение t_1 может быть достаточно большим. Таким образом, показано, что при включении в $\Psi = 0$ в токе через выключатель появляется апериодическая составляющая, которая может превышать амплитуду установившегося тока и тем самым затягивать время перехода тока через ноль. Во втором случае при $\Psi = \pi/2$ получаем для тока через выключатель:

$$i_{уст} = \left(\frac{X_L}{X_C} - 1 \right) \cdot \frac{E_m}{Z} \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (15)$$

и свободной составляющей, определяемой только постоянной времени τL :

$$i = \left(\frac{X_L}{X_C} - 1 \right) \cdot \frac{E_m}{Z} \cdot \cos(\omega t + \varphi) - \frac{E_m}{Z} \cos(\varphi) \cdot \left[\frac{x_L}{x_C} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_C}} - \left(1 + \frac{x_L \tau_C}{x_C \tau_L} \right) \cdot e^{-\frac{t}{\tau_L}} \right] \quad (16)$$

Поскольку $R \ll Z$, то из этих формул видно, что апериодическая составляющая в любом случае мала по сравнению с амплитудой установившегося тока и проблемы с затягиванием времени перехода через ноль в рассмотренном случае не возникает.

$$\tau L = 97,5 \text{ мс}, \tau C = 0,12 \text{ мс}$$

4.2 Исходные данные для расчета апериодической составляющей в токах через выключатели

Погонные параметры транзита ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат – Амурская для расчета апериодической составляющей в токах через выключатель для прямой и нулевой последовательностей фаз представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – погонные параметры транзита ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат – Амурская

Марка провода	r_1 , Ом/км	x_1 , Ом/км	b_1 , 10^{-6} См/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км
АС-330х3	0,029	0,308	3,604	0,18	0,74	2,52

Зарядная мощность вновь образованных линий составит:

ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат 1(2) – $Q_3=2600,69$

ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат 1(2) – $Q_3=465,16$

Собственное время отключения выключателя $t_B=0,08$ с.

Время срабатывания защит $t_3=0,02$ с

Время бестоковой паузы $t_P=1$ с

Допустимое время до перехода тока через ноль $t_{доп}= t_B+ t_3=0,1$ с

Расчетные схемы для определения апериодической составляющей в токах линейных выключателей представляет собой две эквивалентные электроэнергетические системы, связанные между собой линией электропередачи с установленными в ней неуправляемыми шунтирующими реакторами.

Для эквивалентирования электроэнергетических систем используются расчетные значения уровней токов короткого замыкания. По известным суммарным токам однофазного $I_{k3(1)}$ и трехфазного $I_{k3(3)}$ короткого замыкания на шинах системы и токам короткого замыкания, подтекающим к месту КЗ со стороны рассматриваемой линии электропередачи ($I_{k3.ВЛ(1)}$ и $I_{k3.ВЛ(3)}$), рассчитываются индуктивные сопротивления следующим образом:

$$x_{(13)} = \frac{u_{\phi}}{I_{k3}^{(33)}}$$

$$x_{(03)} = x_{(13)} \frac{3 \cdot \frac{I_{k3}^{(3)}}{I_{k3}^{(1)}} - 2}{3 \cdot \frac{I_{k3}^{(3)}/I_{k3}^{(33)}}{I_{k3}^{(1)}/I_{k3}^{(13)}} - 2}$$

$$\text{где } I_{k3}^{(13)} = I_{k3}^{(1)} - I_{k3.ВЛ}^{(1)}, \quad I_{k3}^{(33)} = I_{k3}^{(3)} - I_{k3.ВЛ}^{(3)}$$

4.3 Результаты расчета апериодической составляющей в токах через выключатели на ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 1

Ниже на рисунке 4.2 представлена расчетная схема электропередачи Зейская ГЭС – Химкомбинат для расчета апериодической составляющей в токах через линейный выключатель.

Расчетная схема представляет собой две эквивалентные электроэнергетические системы, связанные между собой линией электропередачи 500 кВ Зей-

ская ГЭС – Химкомбинат, с установленным в ней неуправляемым шунтирующим реактором мощностью 3х60 Мвар со стороны Зейской ГЭС.

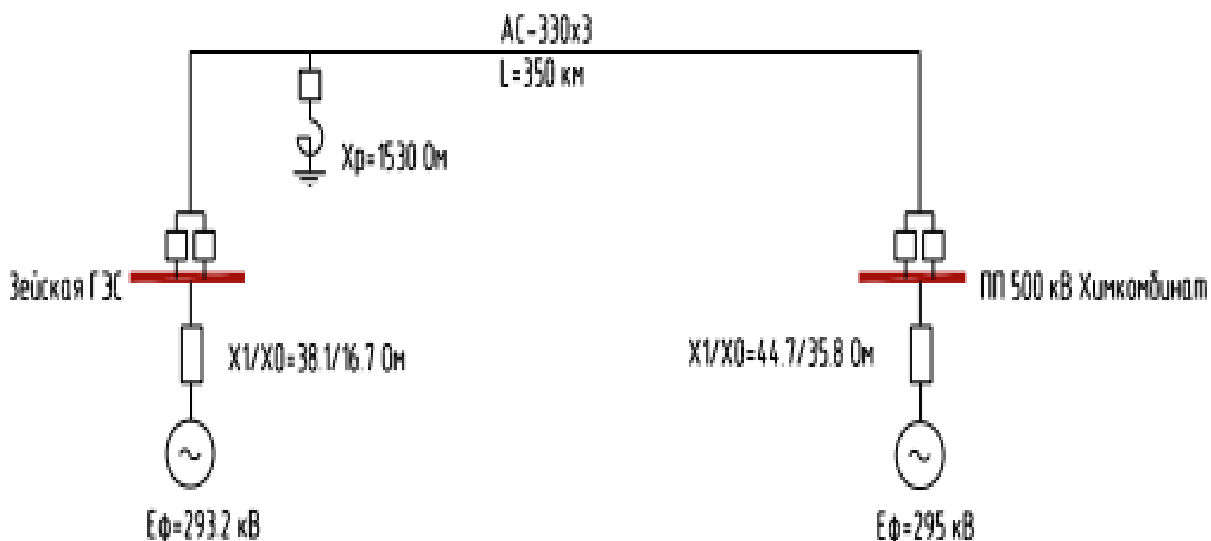


Рисунок 4.2 – Схема электропередачи ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат

Ниже в таблице 4.5 представлены значения установившихся напряжений на разомкнутом конце односторонне включенной ВЛ и токов через выключатели.

Таблица 4.5 – Результаты расчета вынужденных составляющих напряжения на разомкнутом конце ЛЭП в режиме одностороннего симметричного включения и основных характеристик коммутируемых токов, протекающих через линейные выключатели

№	Сторона включения	Кол-во подключенных к ЛЭП ШР	Кр	U _{вын.нач.} кВ	U _{вын.к.} кВ	I _{в.вын.} А	I _{ап.} А	t ₀ , с	t _{0доп.} с
1	Зейская ГЭС	ШР-180 ЗГЭС	0.55	725	1697	451	727	0.08	0.08
2	Химкомбинат	ШР-180 ЗГЭС	0.55	396	629	476	726	0.08	0.08
3	Амурская	ШР-180 Амурская	0.55	348	358	7287	258	0.049	0.08
4	Химкомбинат	ШР-180 Амурская	0.55	359	348	7286	255	0.049	0.08

Для ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат, при включении со стороны ПП 500 кВ Химкомбинат время перехода тока через ноль составит ~3.2 с (при включении в максимум напряжения время перехода через ноль составляет менее 10 мс).

Линейные выключатели 500 кВ на Зейской ГЭС оборудованы устрой-

ствами управления моментом коммутации, соответственно опасные моменты коммутации выключателей связанные с долгим непереходом тока через ноль, устраняются путем осуществления коммутации выключателей в максимум напряжения.

Для ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат, при включении со стороны ПП 500 кВ Химкомбинат время перехода тока через ноль составит ~2.2 с (при отключении линейного ШР-500 кВ время перехода через ноль составляет менее 10 мс).

При включении ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат со стороны ПС 500 кВ Амурская и предварительном отключении линейного ШР-500 кВ на ПС 500 кВ Амурская, время перехода через ноль составит менее 10 мс.

При плановом включении ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат 1(2) на первом, или втором этапе, амплитудное фазное напряжение на отключенном конце превышает допустимое по изоляции, соответственно не рекомендуется включать линию Зейская ГЭС – Химкомбинат на холостой ход без включенной ВЛ 500 кВ Амурская – Химкомбинат 1(2).

5 ОСНОВНЫЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Выбор ошиновки и оборудования 500 кВ

5.1 Выбор ошиновки 500 кВ

Ошиновку открытой части подстанции выполняется гибкими сталеалюминевыми проводами.

Сечение ошиновки во всех цепях выбрано по максимальным значениям перетоков мощности и проверено по условию короны.

Выбор ошиновки по нагреву производится по следующим критериям:

- для автотрансформаторных присоединений по току АТ, с учетом его допустимой перегрузке;
- для линейных присоединений – как максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме, А.

С учетом схемы РУ 500 кВ на питаемой ПС 500 кВ АГКХ, для линейных присоединениях 500 кВ Химкомбинат-АГКХ цепи выбор ошиновки и оборудования ведется по току в автотрансформаторных ячейках [4].

Расчёт допустимого длительного тока для выбора ошиновки 500 кВ по номинальному расчётному току силовых автотрансформаторов:

$$I_{\text{МАК (500 кВ)}} = \frac{S_{\text{Н.АТ}} \cdot K_{\text{З.АВ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н.АТ(ВН)}}} = \frac{250000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 500} = 405 \text{ А} \quad (17)$$

где $I_{\text{МАК(500 кВ)}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима согласно пунктов;

$S_{\text{Н.АТ}}$ – номинальная мощность автотрансформатора, кВА;

$U_{\text{Н.АТ(ВН)}}$ – номинаное напряжение обмотки высокого напряжения;
(ВН) автотрансформатора трансформатора;

$K_{\text{З.АВ.}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки автотрансформатора.

Существующие линии ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, 2 выполнены 3-мя проводами АС-330/43. Заходы участков ВЛ 500 кВ на ПП 500 кВ Химкомбинат выполняются теми же проводами, поэтому значения максимального тока для этих линий, с учетом поправочного коэффициента на температуру окружающей среды по таблице 1.3.3 ПУЭ 7-го изд, составляет:

$$I_{\text{maxВЛ}} = 2825 \text{ А}$$

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условию короны составляет 3хАС 300/39, однако в пределах ОРУ 500 кВ минимальное сечение ошиновки увеличивается с учетом влияния скрещивающихся участков ошиновки, и принимается минимальное сечение фазы 3хАС 500/64. Данная ошиновка проверяется на коронирование, на термическую и электродинамическую стойкость.

Проверка ошиновки 3хАС-500/64 по термической стойкости:

$$q_{\text{Min (500 кВ)}} = I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{тр.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_{\text{а}}}{C_{\text{терм}}}} = 6700 \cdot \sqrt{\frac{0,01 + 0,021 + 0,07}{90}} = 26,8 \text{ мм}^2 \quad (18)$$

где $q_{\text{min (500 кВ)}}$ минимальное сечение провода по условию термической стойкости,

$I_{\text{кз}}$ – максимальный трехфазный ток КЗ, А;

$t_{\text{тр.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – собственное время отключения выключателя, с; $T_{\text{а}}$ – постоянная времени, в зависимости от места КЗ, с.

$C_{\text{терм}} = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (согласно ГОСТ Р 52736-2007, табл. 1.8 для сталеалюминевых проводов) [4].

Выполняется условие:

$$q_{\text{min(500кВ)}} \leq q_{\text{провода}}$$

$$27 \text{ мм}^2 \leq 500 \text{ мм}^2$$

Сечение провода удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ

5.2 Выбор оборудования 500 кВ

5.2.1 Выбор выключателей 500 кВ производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{mas}} \leq I_{\text{ном выкл}}$$

где $I_{\text{ном выкл}}$ – номинальный ток выключателя, А;

I_{masAT} – для автотрансформаторных присоединений, выбирается как наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима согласно пунктов [15, п7.14, п 7.15], А;

$I_{\text{masВЛ}}$ – для линейных присоединений, выбирается согласно пункта [15, п7.16]. как максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме, А.

В соответствии с этим определяем, что:

$I_{\text{max AT}} = 405 \text{ А}$, в цепи ячеек отходящих линий ВЛ 500 кВ Химкомбинат – АГКХ I-IV цепи (к трехфазным автотрансформаторам на ПС 500 кВ АГКХ мощностью по 250 МВА);

Для линейных присоединений 3-мя проводами АС-330/43, с учетом поправочного коэффициента на температуру окружающей среды по ПУЭ 7-го изд, получаем:

$$I_{\text{masВЛ}} = 2825 \text{ А}$$

Расчетные рабочие максимальные токи по линиям при этом составляют

$I_{\text{maxВЛ}} = 807 \text{ А}$, в цепи ячеек отходящих линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС- Химкомбинат №1, 2;

$I_{\max \text{ВЛ}} = 677 \text{ А}$, в цепи ячеек отходящих линий ВЛ 500 кВ Амурская-Химкомбинат №1, 2.

Переток мощности по линии ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-ПП 500 кВ Химкомбинат- Амурская № 1 ограничен номинальными значениями оборудования и составляет не более 2000 А, для линии ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС-ПП 500 кВ Химкомбинат-Амурская

№ 2 – не более 1200 А.

Выбор оборудования выполняем с учётом данных ограничений максимальных токов.

Выбор выключателей производим по наибольшему значению I_{\max} , с учетом оборудования в ячейках линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская, установленного на ПС 500 кВ Амурская и ПС 500 кВ Зейская ГЭС

Исходя из вышеперечисленного предельно допустимое значение максимального рабочего тока составляет:

$$I_{\max} = 2000 \text{ А.}$$

Номинальное значение рабочего тока выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011[4] из шкалы допустимых значений, исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей, с учетом соображений унификации для всего ОРУ принимаем :

$$I_{\text{ном выкл}} = 2000 \text{ А}$$

$$1200 \leq 2000 \text{ А.}$$

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{П,с}} \leq I_{\text{о,ном}},$$

где $I_{\text{П,с}}$ – действующее значение тока короткого замыкания для произвольного момента времени, кА;

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

Действующее значение тока короткого замыкания для произвольного момента времени в цепи, питающейся от шин неизменного напряжения равно:

$$I_{П,с} = I_{П,0} = \text{const}, \quad (19)$$

где $I_{П,0}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания. Для оборудования 500 кВ принимается большее значение из трёхфазного и однофазного токов короткого замыкания, кА.

Максимальное значение согласно расчетам составляет:

$$I_{П,с} = 6,7 \text{ кА}.$$

Номинальное значение тока отключения выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011[4] из шкалы допустимых значений, исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей, с учетом соображений унификации для всего ОРУ принимаем [3].

$$I_{О,НОМ}=31,5\text{кА}.$$

$$6,7 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

Проверяем возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{а,с} \leq I_{а,норм}, \quad (20)$$

где $I_{а,с}$ – апериодическая составляющая тока короткого замыкания, кА;

$I_{а,норм}$ – нормированное значение апериодической составляющей, кА.

$$I_{а,г} = \sqrt{2} \cdot I_{П,г} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = 1,41 \cdot 6,7 e^{\frac{-0,031}{0,07}} = 6,09 \text{ кА} \quad (21)$$

где τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,021 = 0,031 \text{ с}, \quad (22)$$

где $t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{з,мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, для присоединения РУ 500 кВ усреднено принимается $T_a=0,07 \text{ с}$.

$$I_{a, \text{норм}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta \cdot I_{o, \text{ном}}}{100} = 1,41 \cdot \frac{51 \cdot 31,5}{100} = 22,652 \text{ кА}, \quad (23)$$

где β – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

$$6,09 \text{ кА} \leq 22,652 \text{ кА}.$$

4. По термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}},$$

где $I_{\text{терм.экв.}}$ – термически эквивалентный ток короткого замыкания, кА;

$I_{\text{терм.доп.}}$ – ток термической стойкости выключателя, кА.

$$I_{\text{терм.экв.}} = I_{\text{п,т}} \cdot \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_{\text{откл.}}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл.}}}{T_a}}\right)} = 6,7 \cdot \sqrt{1 + \frac{0,07}{0,09} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,09}{0,07}}\right)} = 8,783 \text{ кА} \quad (24)$$

где $t_{\text{откл.}}$ – время отключения выключателя, с:

$$t_{\text{откл.}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,05 + 0,04 = 0,09 \text{ с},$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты на момент первого отключения выключателя, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

$$I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА}. \quad 8,783 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}.$$

5. По электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}}, \quad (25)$$

где $I_{\text{уд.}}$ – ударный ток короткого замыкания, кА;

$I_{\text{д.доп.}}$ – допустимый ток электродинамической стойкости выключателя, кА.

$$I_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,с}} \cdot k_{\text{уд.}} = 1,414 \cdot 6,7 \cdot 1,867 = 17,688 \text{ кА}, \quad (26)$$

где $k_{\text{уд.}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока к.з. (T_a):

$$k_{\text{уд.}} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,07} = 1,867,$$

$$I_{\text{д.доп.}} = 80,0 \text{ кА}. \quad 17,688 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

Таблица 5.1 – Условия выбора и проверки выключателей 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{мас}} = 677 - 807(260) - 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном выкл}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{мас}} \leq I_{\text{ном выкл}}$
$I_{\text{п,с}} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{\text{о,ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,с}} \leq I_{\text{о,ном}}$
$I_{\text{а,с}} = 6,09 \text{ кА}$	$I_{\text{а,норм}} = 22,652 \text{ кА}$	$I_{\text{а,с}} \leq I_{\text{а,норм}}$
$I_{\text{терм.экв.}} = 8,783 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}$
$I_{\text{уд.}} = 17,688 \text{ кА}$	$I_{\text{д.доп.}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}}$

ВГТ-УЭТМ-500 У1

Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 500 кВ

- Выключатели изготовлены в климатических исполнениях У категории размещения 1 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом на открытом воздухе:

- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет плюс 40° С;

- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет для исполнения У1 (номинальный ток отключения 31,5 кА или 40 кА) – минус 45° С при заполнении выключателя элегазом (SF₆);

Выключатели состоят из трёх механически не связанных между собой полюсов колонкового типа, каждый из которых управляется своим моторно-пружинным приводом типа ППВ-УЭТМ®.

высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;

- естественный уровень утечек - не более 0,5 % в год;
- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери из-

быточного давления газа в выключателе;

- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;
- низкий уровень шума при срабатывании - соответствует высоким природоохранным требованиям;
- возможность поставки устройства учета коммутационного и механического ресурса или устройство синхронного управления выключателем с функцией учета коммутационного ресурса;
- возможность поставки шкафа распределительного.

5.2.2 Выбор разъединителей 500 кВ производится по следующим параметрам

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} 500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

2. По длительному току:

Максимальные рабочие токи по присоединению такие же как и при выборе выключателей.

$$I_{\text{мас}} \leq I_{\text{ном}} \text{ разъед,}$$

$$I_{\text{мас}} = 384(405) - 2000 \text{ А.}$$

Номинальное значение рабочего тока разъединителя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.077-2011 из шкалы допустимых значений, с учётом соображений унификации для всего ОРУ [3].

Принимаем:

$$I_{\text{ном}} \text{ разъед} = 2000 \text{ А.}$$

$$677 - 807(130 - 260) \leq 2000 \text{ А.}$$

3. По термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}, I_{\text{терм.экв.}} = 8,783 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{терм.доп.}} = 16 \text{ кА.}$$

$$8,783 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА.}$$

4. По электродинамической стойкости:

$$I_{уд.} \leq I_{д.доп.}, I_{уд.} = 17,688 \text{ кА},$$

$$I_{д.доп.} = 40 \text{ кА},$$

$$17,688 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Таблица 5.2 – Условия выбора и проверки разъединителей 500 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max}=677-807(260)-2000$ А	$I_{ном \text{ разъед}}=2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном \text{ разъед}}$
$I_{терм.экв.} = 8,783 \text{ кА}$	$I_{терм.доп.} = 16 \text{ кА}$	$I_{терм.экв.} \leq I_{терм.доп.}$
$I_{уд.} = 17,688 \text{ кА}$	$I_{д.доп.} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд.} \leq I_{д.доп.}$

РГ.2-500.II/2000УХЛ1

Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

Разъединители выполнены в виде отдельных полюсов горизонтально-поворотного типа. В зависимости от заказа разъединители изготавливаются с одним или двумя заземлителями.

Конструкция:

- В разъединителях применены высокопрочные фарфоровые изоляторы, рекомендованные ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Надежные контактные системы и соединения обеспечивают работоспособностью под действием эксплуатационных нагрузок и высокую стойкость к токам к.з;
- Все контактные поверхности токоведущего контура имеют покрытие гальваническим оловом или серебром, в разъёмных контактах применено пластинчатое серебро с механическим ресурсом 10 000 циклов;
- Имеются необходимые средства защиты контактных частей для обеспечения надежной работы в условиях сильного обледования;
- Имеется механическая, электрическая и электромагнитная блокировка;
- Минимальные усилия при оперировании за счет использования во всех

узлах трения необслуживаемых подшипниковых узлов с закрытыми шарико-подшипниками и шарнирных соединений, не требующих смазки;

- Надежная противокоррозионная защита черных металлов-горячим или термодиффузионным цинком, а цветных металлов-гальваническим оловом;

- Экранная арматура, противогололедные кожуха – из алюминиевых сплавов;

- Управление главными ножами и заземлителями осуществляется модернизированными двигательными приводами с улучшенными характеристиками:

- Для разъединителей без несущей рамы приводами типа ПД—14УХЛ1;

- Для разъединителей с несущей рамой приводами типа ПД—11УХЛ1;

- Приводы располагаются в удобной для оперирования и обслуживания зоне на кронштейне, входящем в комплект поставки;

- Поставки разъединителей осуществляются укрупненными узлами, комплектуются соединительными элементами, позволяющими проводить монтаж без применения сварки; по заказу поставляются рамы и опоры под установку разъединителей серии РГЖ;

- Собираемость разъединителей с минимальным количеством регулировок при монтаже на подстанции обеспечивается заводской контрольной сборкой [9].

5.2.3 Выбор трансформатора тока производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad 500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ.}$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} \text{ ТТ.}$$

При выборе трансформаторов тока необходимо в качестве длительно допустимого тока принимать максимальный рабочий ток присоединения, также учитывать, что для организации цепей учёта допускается применение с завы-

шенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40 % номинального тока счётчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5% [10, п. 1.5.17]. В таблице 5.3 Условия выбора и проверки трансформаторов тока 220 кВ

3. По термической стойкости:

$$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}},$$

$$I_{\text{терм.экв.}} = 8,783 \text{ кА. } I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА. } 8,783 \leq 31,5 \text{ кА.}$$

4. По электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}}, I_{\text{уд.}} = 17,688 \text{ кА,}$$

$$I_{\text{д.доп.}} = 80 \text{ кА,}$$

$$17,688 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Таблица 5.3 – Условия выбора и проверки трансформаторов тока 220 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{терм.экв.}} = 8,783 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.доп.}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} \leq I_{\text{терм.доп.}}$
$I_{\text{уд.}} = 17,688 \text{ кА}$	$I_{\text{д.доп.}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд.}} \leq I_{\text{д.доп.}}$

ТТЭО-500 У1

ТТЭО состоит из чувствительных элементов, установленных на высоковольтном изоляторе различного исполнения, и электронных блоков обработки (ЭОБ), соединенных пассивным оптическим кабелем. Для резервирования устанавливается независимый оптический контур внутри крышки и независимый ЭОБ, соединенный собственным оптоволоконным кабелем. Каждая фаза измеряет ток самостоятельно, без влияние соседних фаз [8].

5.2.4 Изоляция и защита от перенапряжений

Для выбора предлагается 2 варианта исполнения изоляции на ПП 500 кВ Химкомбинат.

Вариант 1: Традиционные фарфоровые изоляторы.

Вариант 2: Полимерные изоляторы с керамическими покрытиями.

Выбор варианта изоляции 500 кВ представлен в виде сравнительной таблице 6, в которой приведены преимущества (жирный шрифт) и недостатки (курсив) для фарфоровых и полимерных изоляторов.

Таблица 5.4 – Сравнение полимерных и фарфоровых изоляторов

Фарфоровые изоляторы (Вариант 1)	Полимерные изоляторы (Вариант 2)
1	2
Продукт неорганической химии, химические реакции закончились при t 1300°C, поэтому с течением времени неизменными остаются физические и химические свойства материала	Продукт органической химии, химический процесс не прекращается до полного распада полимеров на мономеры, физические и химические свойства непрерывно изменяются.
Механическая прочность остаётся неизменной весь срок эксплуатации	Механическая прочность уменьшается при повышенных температурах и из-за старения полимера
Полная устойчивость ко всем химически агрессивным выбросам промышленных предприятий (за исключением плавиковой кислоты)	Не устойчив к выбросам практически всех металлургических и химических производств
Солнечная радиация и ультрафиолетовое излучение не оказывает влияние на материал изолятора	Солнечная радиация и ультрафиолетовое излучение увеличивает скорость старения полимера
Водопроницаемость нулевая (по ГОСТ 26093 фуксиновая проба под давлением – нулевая прокраска)	Материал водопроницаем при разгерметизации (по ГОСТ Р 52082 стойкость к проникновению воды без давления не более 15 мин на 10 мм материала, т.е. изолятор высотой 1000 мм должен прокраситься не быстрее, чем за 25 часов)
Негорючий материал	
Не имеет деформации в момент приложения изгибающего усилия	
Механическая прочность практически не зависит от температуры эксплуатации изолятора	
Пробой изолятора невозможен из-за высоких диэлектрических свойств фарфора	При разгерметизации изолятора возможен пробой, как по внутренней поверхности трубы изолятора.
Большая масса	Низкий вес
Хрупкость, возможность боя изоляторов посторонними предметами, в том числе и при транспортировании изоляторов	Относительно более высокая стойкость к актам вандализма, но возможно повреждение защитной оболочки острыми предметами при эксплуатации, при упаковке и транспортировании. Необходимость соблюдения осторожности с целью предотвращения повреждения защитной оболочки при монтаже.

Продолжение таблицы 5.4

1	2
Высокая надёжность изолятора обеспечивается стабильностью технологического процесса. Изготовление изолятора кустарными методами невозможно. Имеется наличие надёжных и достоверных методик контроля изоляторов в процессе изготовления и эксплуатации	Несложный технологический процесс и доступность материалов способствуют возникновению мелких фирмпроизводителей, не всегда обеспечивающих требуемое соблюдение технологии изготовления изолятора. Дорогостоящая диагностика, не всегда выявляющая скрытые дефекты изоляторов
Применение технологии горячего оцинкования и термодиффузионного покрытия обеспечивает срок службы оконцевателей и арматуры в течение срока службы изоляторов. Налажен выходной и входной контроль качества цинкового покрытия	На оконцевателях некоторых изоляторов, несмотря на наличие цинкового покрытия, через 5-10 лет появляются следы ржавчины. Причина – низкое качество защитных покрытий. Сегодня многие изготовители полимерных изоляторов наносят цинковое покрытие не горячим способом, а гальваническим. Проверка цинковых покрытий на оконцевателях изоляторов, демонтируемых с высоковольтных линий, показала, что во многих случаях толщина и равномерность покрытия очень часто не соответствует необходимым требованиям

При сравнении двух вариантов по изоляции, предлагается использовать на ПП500 кВ Химкомбинат Вариант 1 (в качестве материала изоляции электро-технического оборудования применяется фарфор [13, с. 15].

5.2.5 Ограничители перенапряжения. Координация изоляции

Защита оборудования 500 кВ ПП Химкомбинат от атмосферных и коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений (ОПН-500). Ввиду отсутствия на ПП силовых трансформаторов обмотки которого защищены ОПН, для защиты оборудования ОРУ 500 кВ от перенапряжений требуется установка ОПН на шинах ОРУ 500 кВ или за линейным выключателем, на заходах линий.

Допустимые расстояние от ОПН до защищаемого оборудования выбирались по требованиям таблицы 4.2.12 ПУЭ 7-го изд, а так же на основании таблицы 8.5 указанного СТО в соответствии со схемой, и количеством присоединений. ВЛ 500 кВ защищаются 2 тросами на всем протяжении, при этом на расстоянии 3-4 км на подходах к ВЛ грозотрос заземляется на каждой опоре с углом защиты не более 25 °. Согласно табл. 8.5 СТО 56947007-29.240.01.221-2016 рас-

стояние от ОПН до защищаемого оборудования 500 кВ не должно превышать 320 м.

На ОРУ, наиболее удаленными от места установки ОПН коммутационными аппаратами являются разъединители ШР 511, ШР 512 и ШР 533. Расстояние по ошиновке от данных разъединителей до ближайшего ОПН (ОПН 500 Амурская №1, ОПН 500 Амурская №2 и ОПН 500 АГКХ III цепь соответственно) составляет порядка 230 м, расстояние от ОПН в линиях до линейных ТН составляют от 45 м до 60 м, расстояние от ОПН до наиболее удаленных ТН(шинные) составляет 250 м, что соответствует требованиям таблицы 4.2.12 ПУЭ 7-го изд и таблицы 8.5 СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Дополнительная установка ОПН на сборных шинах 500 кВ не требуется. В схеме №500-16 максимальное расстояние по ошиновке от шинных ТН-1-500 кВ до ближайшего ОПН составляет 235 м, максимальное расстояние от шинных разъединителей ШР 522 и до ближайших ОПН составляет 275 м, что удовлетворяет указанным в таблицах требованиям. Установка дополнительных комплектов ОПН на шинах так же не требуется [14, с. 20].

Испытательное напряжение грозового импульса (1,2/50 мкс) для применяемого оборудования должно быть не менее 1550 кВ. Остающееся напряжение на ОПН при токе 10 кА должно быть не более 1000 кВ.

Защита оборудования РУ 10 кВ предусматривается ограничителями перенапряжений 10 кВ устанавливаемыми в шкафах КРУ на шинах 10 кВ и в ячейках отходящих линий.

5.2.6 Основное электротехническое оборудование

Все электротехническое оборудование, применяемое в проекте, должно иметь сертификаты соответствия Российским стандартам.

Параметры оборудования наружной установки должны удовлетворять следующим условиям окружающей среды (согласно СТО 56947007-29.240.01.189-2014 «Методические указания по применению альбомов карт климатического районирования территории по субъекта РФ»)

Температура воздуха:

- а) абсолютная максимальная 40°C
- б) абсолютная минимальная минус 52°C
- в) средняя из абсолютных минимумов минус 45°C (г) средняя наиболее холодной пятидневки (0,92) минус 39°C
- д) средняя наиболее холодных суток (0,92) минус 42°C

Скорость ветра:

- а) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров 0,30кПа
- б) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров (согласно ПУЭ 7 изд.) 29 м/с (II район)

Толщина стенки гололеда:

- а) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0,9 г/см³ на высоте 10 метров

Сейсмичность района площадки строительства

- б) по карте С ОСР-20157 баллов Среднегодовую продолжительность грозы (ПУЭ 7 изд.) 47 (от 40 до 60) часов

Высота площадки над уровнем моря до 1000 м.

На основании СТО 56947007-29.240.01.189-2014, нижнее рабочее значение температур для открыто устанавливаемого оборудования принимается по среднему из ежегодных абсолютных минимумов температур, составляющему минус 45 °. На основании п. 2.2 ГОСТ 15150 районы, где средняя из ежегодных абсолютных минимумов температуры воздуха равна или выше минус 45°C, относятся к макроклиматическому району с умеренным климатом (У). С учетом вышеперечисленного все открыто устанавливаемое оборудование принимается в исполнении для умеренного климата и с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе «У1» [15, с. 10].

Оборудование выбрано по номинальному напряжению, максимальному длительному току присоединений в нормальном, послеаварийном и ремонтном режимах, по отключающей способности (выключатели), стойкости к токам короткого замыкания, пропускной способности в максимальном режиме

работы сети. Для выключателей посчитаны нормируемые параметры восстанавливающего напряжения на контактах с учетом параметров сети.

Расчет токов короткого замыкания выполнен в программе RastrWin на основании расчетов электрических режимов на период до 2028 года.

Токи к.з. составляют:

- на шинах 500 кВ трехфазный – 6,7 кА, однофазный – 6,6 кА;
- на шинах 10 кВ трехфазный – 4,23 кА.

Ошиновка выбрана по максимальному длительному току присоединений, по стойкости к токам трёхфазного короткого замыкания, по условиям коронирования, с учетом однотипности сечений.

Шины ОРУ 500 кВ выполняются проводом ЗхАС-500/64.

Предусматривается использование высоковольтных электрических кабелей 10 кВ для подключения секций ЗРУ 10 кВ от питающей ПС, двух ТСН 10/0,4 кВ, КТПН для сторонних потребителей. Выбор кабелей выполнен, исходя из длительно допустимых токов нагрузки, расчета термической стойкости жилы и экрана кабеля при коротких замыканиях, по проверке кабелей на невозгорание и исходя из однотипности кабелей.

Величины номинального тока, тока отключения, токов электродинамической и термической стойкости к токам КЗ выбраны согласно шкалам номинальных значений оборудования, приведенных в СТО 56947007-29.130.10.083-2011 и СТО 56947007- 29.130.10.077-2011. Данные значения являются минимально допустимыми и могут быть увеличены при проведении конкурса на поставку оборудования [17, с. 13].

Выбор ошиновки и оборудования 500 кВ на ПП 500 кВ Химкомбинат приведен в Приложение В. Требования к отключающей способности выключателей с учетом параметров восстанавливающегося напряжения приведены в Выбор конструкции выключателей 500 кВ представлен в виде сравнительной таблицы 5.5, в которой приведены преимущества (жирный шрифт) и недостатки (курсив) бакового элегазового выключателя и колонкового элегазового выключателя.

Таблица 5.5 – Сравнительная таблица применения баковых и колонковых выключателей

Параметр	Баковый выключатель со встроенными ТТ	Колонковый выключатель с выносными ТТ
1	2	3
Сейсмостойкость и величина нагрузок	Высокая (обусловлена низки центром тяжести, стальным баком - несущей конструкции и небольшой высотой). Незначительная нагрузка от тяжения проводов	Низкая (обусловлена колонковым расположением). Значительные динамические нагрузки на дугогасительную камеру в фарфоровой стойке.
Площадь для установки	Меньше (благодаря встроенным ТТ). По компоновке ПП, при использовании баковых выключателей	Больше (из-за необходимости выносных ТТ).(одинаково с баковыми при данном варианте компоновки)
Стоимость установки, эксплуатации и обслуживания	Выше даже при условии отсутствия необходимости в обслуживании ТТ	Меньше даже при пополюсном управлении и с учетом стоимости комплекта выносных ТТ
Уровень Безопасности	Высокий (жесткий стальной бак)	Низкий (возможность взрыва при аварии). Взрывобезопасность отдельно прописывается в тех. требованиях и гарантируется основными производителями оборудования)
Эксплуатация при низких температурах	Возможность подогрева изоляционной среды Большая мощность системы обогрева	Отсутствие подогрева изоляционной среды. Эксплуатация возможна при температурах до -55°C, а импортных производителей и до -60 °C (при использовании элегазовых смесей)
Рабочие токи, токи термической и динамической стойкости к токам КЗ	Высокие (возможность реализации путём конфигурирования бака выключателя)	Низкие (усложнение конструкции камеры влияет на величину статических и динамических нагрузок)
Организация зон защит	Отличная (наличие ТТ с обеих сторон выключателя)	Плохая (неперекрывающиеся зоны защиты, необходимость установки дополнительных ТТ)

Продолжение таблицы 5.6

1	2	3
Погрешность измерений ТТ	Большая (большой диаметр ввода – высокий диаметр кольцевого сердечника – большое сопротивление магнитной цепи) Рекомендуется для цепей учёта (при обеспечении высокого класса точности) только при высоких токах первичной обмотки	Низкая (малый диаметр первичной обмотки – малый диаметр кольцевого сердечника – низкое сопротивление магнитной цепи). Рекомендуется для цепей учёта, измерений и РЗА
Мощность вторичных обмоток ТТ и количество отпаяк на ТТ	Мало	Большая
Функциональность ТТ	Низкая (рекомендуется для цепей учёта)	Высокая (рекомендуется при реконструкциях и новом строительстве)
Наличия в реестре аттестованного оборудования	Нет	Есть
Производство на территории России	Нет	Есть, как выключатели так и ТТ

Дополнительное значительное удорожание стоимость решения по установке выключателей связано с необходимостью прохождения процедуры аттестации и сложные логистические пути доставки оборудования до объекта. Все это одновременно увеличивает сроки поставки оборудования [16, с. 25].

Основным преимуществом баковых выключателей перед колонковыми. Является возможность их установки в особо холодном климате. Ввиду того, что современные колонковые выключатели так же допускают возможность установки при температурах до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ импортные), данное преимущество баковых выключателей не является определяющим для данного объекта.

На основании перечисленных характеристик разных конструктивных исполнений выключателей 500 кВ, с учетом особенностей компоновки, климатических характеристик района, невысокой сейсмичности района строительства, стоимостных показателей, а также наличия аттестации для применения на объ-

ектах был сделан выбор в пользу применения колонковых элегазовых выключателей [11].

Произведена сравнительная характеристика оптических (цифровых) измерительных трансформаторов тока и напряжения с аналоговыми «традиционными» трансформаторами.

При рассмотрении технических характеристик сравниваемого оборудования было выполнено сравнение по стоимости для решений с использованием традиционных аналоговых измерительных трансформаторов и с применением оптических ТТ и ТН для четырех цепей ВЛ 500 кВ Химкомбинат-АГКХ.

Выбираются следующие классы точности измерительных трансформаторов:

1. Трансформаторы тока 500 кВ – отдельно-стоящие ТТ с обмотками классов точности 0,2S для АИИС КУЭ, 0,2 для измерений и АСУ ТП, 10P для релейной защиты;

2. Трансформаторы напряжения 500 кВ - емкостные, с тремя вторичными обмотками классов точности 0,2 для АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений, 3P для релейной защиты. На данных присоединениях применяются ТН без устройства подключения ВЧ связи.

Параметры оптических измерительных трансформаторов подбирались в соответствии с аналогичными параметрами для аналоговых ТТ и ТН.

Таблица 5.7 – Сравнение стоимости решений с использованием традиционных аналоговых измерительных трансформаторов и с применением оптических ТТ и ТН

Наименование элемента	Количество, 3-х фазных компл.		Стоимость для 1 Варианта, тыс руб.(с НДС 20 %)	Стоимость для 2 варианта, тыс руб. (с НДС 20 %)
	Аналоговые ТТ и ТН (1 вариант)	Оптические ТТ и ТН (2 вариант)		
1	2	3	5	6
Основные элементы:				
Трансформаторы тока 500 кВ	4	4	4x3x4500=54000	Трансформаторы тока 500 кВ

Продолжение таблицы 5.7

1	2	3	4	5
Трансформаторы напряжения 500 кВ	4	4.	4x3x1464=17568,0	4x8684,683=34738,73
Итого, тыс. руб.(с учетом НДС):			71568,0	65619,33

Примечание:

1. Сравнение по стоимости производилось для аналогичных параметров оборудования с использованием ТКП от нескольких заводов изготовителей. Предпочтение отдавалось российским производителям.

2. При сравнении были использованы оптические ТТ и ТН 500 кВ российского производителя. Оптические ТТ и ТН данного производителя с полностью аналогичными параметрами устанавливались на ОРУ ПП 500 кВ Тобол.

3. Коммерческое предложение на оптические ТТ и ТН дано по сумме на трехфазный комплект с учетом НДС, поэтому при расчете стоимости принимается полной стоимостью комплекта [17, с. 31].

Сопоставление стоимости по вариантам использования измерительных трансформаторов производилось только по основному оборудованию. При этом неоспоримым преимуществом оптических трансформаторов является отсутствие дополнительных шкафов и отсутствие необходимости в организации большого количества кабельных связей.

На основании произведенного сопоставления стоимости решений с применением сравниваемого оборудования получаем, что применение оптических измерительных трансформаторов экономически более целесообразно. Стоит отметить, что коммерческое предложение на оптические трансформаторы не учитывает возможную необходимость замены электроно-оптических блоков раньше истечения 30 летнего срока службы оборудования в связи с деградацией элементной базы.

С точки зрения развития цифровых подстанций и необходимости автоматизации процессов связанных с измерениями и передачей данных, оптические

измерительные трансформаторы обладают существенными преимуществами в сравнении с аналоговыми.

Наработанный опыт применения оптических трансформаторов на объектах мал, что не позволяет грамотно оценить риски от внедрения данных аппаратов. Стоит отметить, что ввиду малой изученности вопроса, с учетом оправданных рисков, оптические измерительные трансформаторы 500 кВ не устанавливались ранее как самостоятельное устройство, только в дополнение к аналоговым.

На основании приведенных преимуществ и недостатков применения традиционных измерительных трансформаторов и оптических, для данного объекта, несмотря на неоспоримое преимущество последних, ввиду высоких рисков, обусловленных малым опытом их эксплуатации, а так же с учетом высокого уровня ответственности объекта, сделан вывод в пользу применения традиционных измерительных трансформаторов, для реализации функций измерения, защиты и учета.

Компоновка ПП 500 кВ Химкомбинат и схема электрическая принципиальная, в основном их варианте для ОРУ 500 кВ по, доработаны с учетом дальнейшей возможности установки оптоэлектронных ТТ и ТН. В представленном варианте возможна установка оптоэлектронных трансформаторов в дополнение к выносным трансформаторам тока в цепях выключателей и оптоэлектронных трансформаторов напряжения на всех линейных присоединениях.

6 СОБСТВЕННЫЕ И ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НУЖДЫ. ПЕРЕМЕННЫЙ И ПОСТОЯННЫЙ ТОК

6.1 Решения по обеспечению питания собственных нужд ПП переменным током

На переключательном пункте отсутствуют понижающие трансформаторы, поэтому питания потребителей собственных нужд переменного тока, согласно п. 9.1.1 НТП ПС рассматривается в 2 возможных вариантах:

1. От другого электросетевого объекта;
2. От силовой обмотки трансформаторов напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки (ТНУМ);
3. В общем случае для ПП 500 кВ рассматривается схема собственных нужд, выполненная по принципу трехсекционного щита с явным резервом с АВР на секционных автоматах [10].

Также, на основании СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и согласно Положению ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» необходимо резервирование питания собственных нужд переключательного пункта от третьего источника питания. То есть для организации СН на ПП требуется два основных источника питания, подключенных к распределительным секциям щита, и один резервный источник, соответствующий по мощности основным источникам, для резервирования любого из основных вводов [12].

Далее будет рассмотрена техническая возможность питания СН ПП от разных вариантов источников электроснабжения:

1. Строительство ЛЭП-10 кВ от проектируемой ВЛ-10 кВ фидер 10 кВ №19 2СШПС 35/10 кВ Пера, ориентировочной протяженностью 0,2 км.;

Проектирование и строительство указанных присоединений до границ ПП 500 кВ Химкомбинат сетевая организация выполняет собственными

силами в соответствии «Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г №861.

Использование оборудования класса напряжения 10 кВ для питания СН переключательного пункта имеет ряд преимуществ, перед оборудованием 35 кВ:

- токи коротких замыканий на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ Пера не большие, установка токоограничивающих реакторов на стороне 10 кВ переключательного пункта не потребуется;

- оборудование 10 кВ значительно дешевле по стоимости оборудования класса напряжения 35 кВ;

- габариты комплектного распределительного устройства внутренней установки (КРУ) 10 кВ значительно меньше КРУ 35 кВ, в связи с чем необходимо помещение меньшего размера, что существенно влияет на размеры здания и уменьшает затраты на его строительство и на размещение ячеек.

При рассмотрении данного варианта в качестве основного источника, для обеспечения преобразования питающего напряжения в напряжение 400 В для потребителей СН, на ПП 500 кВ Химкомбинат к установке предполагаются трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ, с подключением от шин собственного ЗРУ 10 кВ, устанавливаемые в здание объединенном ОПУ со ЗРУ на территории ПП [15].

Для определения мощности ТСН питающих потребителей собственных нужд переменного тока, был произведен предварительный расчет нагрузки в максимальном режиме работы подстанции с учётом коэффициентов одновременности и перегрузочной способности в послеаварийных режимах, с учетом всех нагрузок на полное развитие переключательного пункта, а так же с возможностью его последующего расширения. Расчет выполнен с применением

коэффициентов спроса согласно СТО 56947007-29.240.263-2018.

Потребителями переменного тока на проектируемом ПП 500 кВ Химкомбинат являются электродвигатели заводки включающих пружин выключателей 500 кВ, электроприводы разъединителей 500 кВ, устройства обогрева приводов выключателей и разъединителей 500 кВ, силовые и осветительные электроприёмники зданий, электроприёмники АСУ ТП, аппараты связи и системы безопасности. Расчетная нагрузка составила 430 кВА.

На основании расчёта нагрузок, учитывая необходимо 100-процентного резервирования, а так же в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», для питания нагрузок собственных нужд 400/230 кВ поданному варианту на ПП 500 кВ Химкомбинат основными источниками выбраны два сухих трансформатора собственных нужд, мощностью по 630 кВА.

Номинальный ток сборных шин КРУ 10 кВ выбран из условия передачи требуемой мощности для питания потребителей собственных и хозяйственных нужд переключательного пункта, с учетом имеющейся информации от разных производителей ячеек КРУ 10 кВ аттестованных к применению на объектах ПАО «Россети».

Ток трехфазного короткого замыкания на шинах ПС 35/10 кВ Пера составляет 4,5 кА.

Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ проектируемого ЗРУ наПП Химкомбинат составит 4,23 кА.

Для уменьшения содержания высших гармоник в сети собственных нужд применены трансформаторы собственных нужд с обмотками высшего напряжения, соединенными по схеме треугольника.

Для обеспечения нормально допустимых отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ щитов собственных нужд в пределах $\pm 5\%$ от номинального значения используются трансформаторы с устройствами регулирования напряже-

ния типа ПБВ (переключение без возбуждения).

При рассмотрении общих компоновочных решений с учетом данного варианта организации СН ПП, ввиду стесненных условий, а также для уменьшения длин кабелей и для удобства обслуживания, было принято решение объединить здание общеподстанционного пункта управления со ЗРУ 10 кВ, а также установить в нем сухие трансформаторы собственных нужд.

Основным недостатком питания от сетей 10 кВ стороннего источника является его низкая надежность. Также стоит учитывать последующие издержки на эксплуатацию линий 10 кВ. С учетом этого, далее будут проработаны различные альтернативные варианты организации питания СН, в том числе и питание от сетей АО «ДРСК» в качестве резервного источника СН.

Данный вариант позволяет организовать электроснабжение приемником СН переменного тока на напряжение 400/230 В без подключения от стороннего электросетевого объекта, без применения промежуточных силовых трансформаторов (ТСН) и без сооружения ЗРУ 10 кВ для питания ТСН, как это предусмотрено в первом варианте.

Трансформаторы напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки могут являться независимыми источниками, если согласно п. 1.2.10 ПУЭ 7-го изд-я подключены к разным системам шин, которые имеют питание от независимых источников и имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из них. При подключении ТНУМ к каждой системе шин ОРУ 500 кВ, выполненному по схеме 500-7, данное условие выполняется.

ТНУМ не может совмещать в себе функцию измерительного ТН 500 кВ, так как класс точности основной и вторичных обмоток не сохраняется при полной нагрузке на силовой обмотке. На основании этого комплекты ТНУМ для организации питания СН устанавливаются дополнительно к основным комплектам шинных ТН 500 кВ.

В общем случае принято, что расчет мощности для ТНУМ с элегазовой изоляцией ведется без учета их перегрузочной способности, а для ТНУМ с мас-

ленной изоляцией допускается учитывать 10 % перегруз в схемах неявного резерва при условии наличия постоянного дежурного персонала на ПС (ПП). Расчет номинальной мощности ТНУМ для питания СН ПП 500 кВ Химкомбинат на стадии проектирования ведется без учета возможной перегрузки его силовой обмотки.

На основании ранее произведенного предварительного расчёта нагрузки СН переменного тока для основного рассматриваемого варианта компоновки ПП, с учетом возможного расширения ПП с присоединением дополнительных линий 500 кВ, без учета допустимой перегрузки ТНБМ, на основании опыта проектирования подобных объектов, мощность вторичной силовой обмотки ТНУМ должна составлять порядка 600 кВА и может быть уменьшена только после уточнения нагрузок на следующей стадии проектирования. С учётом индивидуального изготовления подобного оборудования, а так же имеющих разработок оборудования у заводов-производителей для дальнейшего рассмотрения предложены варианты ТНУМ мощностью 600-630 кВА.

Дополнительной сложностью в реализации данного решения является то, что ранее российские производители не изготавливали ТНУМ 500 кВ.

С учетом вышеописанного, для возможности реализации решений с применением ТНУМ при организации собственных нужд ПП была проанализирована информация заводов-изготовителей импортных ТНУМ и предварительные решения с согласно ТКП российского производителя.

Среди импортных производителей данного оборудования на данный момент техническая возможность производства и поставки подобного оборудования, с возможностью обеспечения требуемой мощностью имеется всего у двух производителей. Ранее ТНУМ с мощностью 600-630 кВА вторичной обмотки в однофазном исполнении у них не изготавливались.

Отсутствует опыт эксплуатации ТНУМ 500 кВ импортного и российского производства на территории России.

В перечне оборудования аттестованного к применению на объектах ПАО «Россети», нет трансформаторов напряжения с вторичной обмоткой уве-

личенной мощности.

Согласно имеющейся информации от заводов изготовителей, на данный момент нет технической возможности обеспечить требуемую мощность вторичной обмотки ТНУМ в однофазном исполнении. Соответственно, при варианте использования ТНУМ в качестве основных источников для питания СН ПП, потребуется 2 трехфазных комплекта ТНУМ 500 кВ.

Трансформаторы напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки (ТНУМ) являются ТН индуктивного типа, и к шинам РУ 500 кВ подключаются через комплект разъединителей. Согласно п.9.1.12 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 (НТП ПС) при питании собственных нужд от ТНУМ установка выключателей в их первичной цепи не требуется. Установка дополнительного комплекта ОПН при подключении ТНУМ на шины ПП, для защиты его изоляции от грозовых перенапряжений, не требуется при условии, что в линиях установлены ОПН и расстояние до ТНУМ соответствует требованиям ПУЭ и СТО 56947007-29.240.01.221- 2016. Данное условие выполняется. Если коммутационные перенапряжения на ПС не превышают напряжение коммутационного импульса для изоляции ТНУМ (1050 кВ по ГОСТ) то дополнительная установка ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений так же не требуется [6].

По информации заводов в стандартном исполнении импортные ТНУМ имеют один коэффициент трансформации без регулировки и есть возможность выполнить устройство регулировки при снятом напряжении, при помощи которого можно выполнять регулировку вторичного напряжения на несколько процентов. Также при заказе ТНУМ возможное падение напряжения можно учесть в его коэффициенте трансформации, то есть изготовить вторичную обмотку НН ТНУМ с нужным значением напряжения, позволяющем получить на ЩСН отклонение напряжения, не превышающие нормируемые. Российский производитель предлагает изготовление ТНУМ 500 кВ без устройства регулирования напряжения на НН, в данном случае предлагается для возможности регулирования напряжения установить регулировочные трансформаторы

0,4/0,4 кВ с пределом регулирования $\pm 2 \times 2,5$ % индивидуального изготовления.

Комплекту ТНУМ подключается к разным сборным шинам ОРУ-500 кВ, как можно ближе к месту установки щита СН переменного тока, для сокращения кабельных связей и потерь напряжения на участке от ТНУМ до щита СН.

Три фазы вторичных обмоток ТНУМ, напряжением $(500/\sqrt{3})/(0,4/\sqrt{3})$ кВ, объединяются на стороне низкого напряжения в звезду и на выходе получаем линейное напряжение 400 В.

От силового щита с выводом 0,4 кВ (шкаф отбора мощности), установленного у ТНУМ, кабели идут к щиту СН напряжением 400/230 В, установленному в ОПУ, и подключаются через вводные ячейки с автоматами. При необходимости регулирования напряжения, кабели от шкафа отбора мощности идут к выводам 0,4 кВ регулировочного трансформатора, и от регулировочного трансформатора к шинам ЩСН.

ТНУМ должны выдерживать в течении 1 с токи короткого замыкания, возникающие на вводах вторичных обмоток.

Согласно информации заводов токи КЗ в обмотках рассчитываются исходя из значения напряжения КЗ ТНУМ, которое получается при проектировании конкретного ТНУМ, и обычно находится в пределах от 5 до 10 %. ТКЗ в первичной и вторичной обмотках могут превышать номинальные в 10-20 раз.

При самом тяжелом случае, когда $U_K=5\%$, токи в первичной и вторичной обмотках ТНБМ превышают номинальные 20 раз.

Тогда для ТНУМ 500 кВ, с мощностью вторичной обмотки 630 кВА получаем:

1. Номинальный ток в первичной обмотке

$$I = 630 / 0,4 = 1575 \text{ А; ном. } 0,4/\sqrt{3}$$

2. Ток КЗ в первичной обмотке при замыкании на выводах во вторичной обмотке:

$$I_{K3.500/\sqrt{3}} = 20 \times 1575 = 31500 \text{ А}$$

3. Ток КЗ во вторичной обмотке при замыкании на выводах во вторич-

ной обмотке:

$$I_{K3.0,4/\sqrt{3}} = 20 \times 1575 = 31500 \text{ A (31,5 кА)};$$

Токи короткого замыкания при питании от ТНУМ со значением $U_K=5\%$, для данного объекта, будут значительно превышать значение токов короткого замыкания при питании от ТСН. Соответственно потребуются более дорогие автоматические выключатели с завышенными номинальными токами. Точные значения U_K можно получить только при конкретном проектировании оборудования с указанной мощностью.

С учетом предложенных предварительных технических параметров ТНУМ 500 кВ АО «УЭТМ», напряжение короткого замыкания составляет $U_K=11\%$, ток короткого замыкания на выводах вторичных обмоток уменьшится и будет иметь следующее значение:

$$I_{K3} = 100 \cdot I_{2H} = 100 \cdot I_{2H} = 9,091 \cdot I_{2H} \text{ кА,}$$

$$U_K 11$$

Где номинальный ток на выходе вторичных обмоток, соединенных в звезду (напряжение на выходе 0,4 кВ)

Ток КЗ во вторичной обмотке при замыкании на ее выводах в этом варианте будет равен:

$$I_{K3.0,4/\sqrt{3}} = 9,091 \times 1500 = 13637 \text{ A (13,64 кА)};$$

Приближенный расчет токов короткого замыкания на шинах щита СН в варианте питания от комплектов ТНУМ, с учетом предварительных параметров ТНУМ.

Для защиты от токов КЗ кабельной линии, подключенной к НН ТНУМ необходима установка автоматического выключателя, расположенного в отдельном шкафу, в непосредственной близости от ТНУМ. Термическая стойкость такого автомата должна соответствовать токам КЗ на выводах обмотки низкого напряжения ТНУМ.

С учетом индивидуального изготовления оборудования, при дальнейшем рассмотрении потребуется дополнительная проработка с заводами изготовите-

лями в части в основных параметров ТНУМ, которые могут повлиять на надежность и качество электроэнергии для электроснабжения потребителей СН. А именно:

- уровень токов короткого замыкания на обмотке НН ТНУМ с учетом его параметров;
- уровень напряжения на обмотке НН и пределы его возможного отклонения;
- необходимость установки регулировочных трансформаторов на стороне ННТНУМ;
- комплектация шкафов вторичных соединений;

На основании вышеперечисленного, для организации СН на ПП по данному варианту потребуется:

- два 3-х фазных комплекта ТНУМ, суммарной мощностью 600-630 кВА для каждого комплекта. Мощность вторичной обмотки каждого ТНУМ составляет 200-210 кВА;
- два 3-х фазных комплекта разъединителей 500 кВ для подключения ТНУМ к шинам РУ 500 кВ. Характеристики разъединителей соответствуют характеристикам, применяемым на ОРУ 500 кВ;
- регулировочные трансформаторы 0,4/0,4 кВ при отсутствии конструктивной возможности регулирования напряжения на ТНУМ [23, с. 27].

Сравнение стоимостных характеристик ТНУМ основных импортных производителей с оборудованием российского производителя представлено в Таблице 6.1.

Сравнение по стоимости производилось с использованием коммерческих предложений. Стоимость импортных ТНУМ 500 кВ принята согласно ТКП одного из заводов изготовителей. Перевод стоимости в рублевый эквивалент производился при стоимости евро 80 р. Стоимость ТНУМ 500 кВ, без регулировочных трансформаторов, производства ООО «УЭТМ», с предложенными характеристиками для данного объекта.

Таблица 6.1 – Стоимостные показатели варианта питания от импортных ТНУМ 500 кВ и ТНУМ российского производства

Наименование оборудования	СН с применением ТНУМ российского производства		СН с применением ТНУМ импортного производства	
	Кол-во, шт	Стоимость (с НДС 20 %) тыс.руб.	Кол-во,шт	Стоимость (с НДС 20 %) тыс. руб.
Основное оборудование:				
ТНУМ 500 / $(0,4/\sqrt{3})$ кВ, с мощностью вторичной обмотки 200-210кВА	6	$6 \times 6750 \times 1,2 = 48\,600,00$	6	$6 \times 377287,63 \times 80 = 181098,062$
Разъединители 500 кВ	6 фаз	$2 \times (4506,237 + 123,871) \times 1,2 = 11112,26$	6 фаз	$2 \times (4506,237 + 123,871) \times 1,2 = 11112,26$
Регулировочные трансформаторы 0,4/0,4 кВ кВ	2 шт.	$2 \times 3000 = 6000$		
Итого, тыс. руб. (с учетом НДС):		59718,26		192210,32

Стоимость ТНУМ 500 кВ, без регулировочных трансформаторов, производства ООО «УЭТМ», с предложенными характеристиками для данного объекта представлена в Приложении 3. Предварительная стоимость сухих регулировочных трансформаторов индивидуального изготовления, для применения ТНУМ производства ООО «УЭТМ», получена в рабочем порядке.

С учётом технико-экономического сопоставления вариантов питания от импортных ТНУМ и ТНУМ 500 кВ российского производства, по стоимостным показателям, также принимая во внимание риски применения импортного оборудования, неаттестованного к применению на объектах ПАО «Россети». к дальнейшему рассмотрению принимаются ТНУМ 500 кВ российского производителя.

Вывод:

Вариант с питанием от ТНУМ 500 кВ в качестве основных источников, является более предпочтительным, чем организация питания от сетей АО «ДРСК», ввиду его большей надежности.

В качестве резервного питания предлагается рассмотреть, с учётом 100% резервирования предлагается рассмотреть:

- АББМ (аккумуляторные батареи большой мощности);
- питание от сетей АО «ДРСК».
- ДГУ мощностью 630 кВА;
- комплект ТНУМ 500 кВ, суммарной мощностью 600-630 кВА.

Сравнение технико-экономических показателей вариантов резервирования собственных нужд ПП от источника бесперебойного питания (ИБП) на базе аккумуляторной батареи большой мощности (АББМ) мощностью 630 кВА и дизель-генераторной установки (ДГУ) мощностью 500 кВт (630 кВА), выполнено в виде сравнительной Таблицы 6.3, в которой приведены преимущества (жирный шрифт) и недостатки (курсив) каждого варианта.

Таблица 6.2- Сравнительные параметры

Сравнительные параметры	ИБП на базе аккумуляторной батареи большой мощности (АББМ)	Дизель-генераторная установка (ДГУ)
1	2	3
	габаритами (ШхГхВ) 6144х2144х2900 мм для размещения ИБП. Возможность размещения в Здании	
Качество электроэнергии	Вносят негармонические искажения тока в электрическую сеть, ухудшая при этом электромагнитную обстановку на объекте. ИБП чувствительны к другим источникам электромагнитных помех	Синусоидальные ток и напряжение ДГУ малочувствительны к другим источникам электромагнитных помех
КПД	Вносят дополнительную реактивную составляющую, снижая коэффициент мощности сети $\cos\phi$. Имеют значительные энергетические потери, при двойном преобразовании энергии (до 10% потерь)	Вносят дополнительную реактивную составляющую, снижая коэффициент мощности сети $\cos\phi$
Перегрузочная способность	Большая перегрузочная способность (до 200%) и невосприимчивость к величине подключаемой нагрузки	Узкий диапазон нагрузки для нормальной длительной работы (50-80%) Низкая стойкость системы к толчковому подключению нагрузки

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3
Эксплуатационные расходы	Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание сведены к минимуму	ДГУ нуждается в постоянном техническом обслуживании (замена масла, фильтров, охлаждающей жидкости, регулировки и
Срок службы	Время работы порядка 5-8 лет при использовании Li-опаккумуляторов вне зависимости от времени работы	~20000 тыс. моточасов до полного цикла технического обслуживания и текущего ремонта
Время автономной работы	Ограничено временем разрядки Аккумуляторов	Фактически ограничено имеющимся запасом топлива
Время включения резерва	Мгновенное включение в сеть порядка 4-16 мс	Время включения от 6 до 50 с

Источника питания для резервирования нагрузок собственных нужд целесообразно предусмотреть установку ДГУ, мощностью 500 кВт (630 кВА).

На основании перечисленных недостатков, а так же с учётом высокой стоимости, далее вариант применения источника бесперебойного питания на базе АББМ для данного объекта не рассматривается.

Таблица 6.3 – Сравнительная таблица использования ИБП на базе АББМ и ДГУ

Сравнительные параметры	ИБП на базе аккумуляторной батареи большой мощности(АББМ)	Дизель-генераторная установка(ДГУ)
1	2	3
Влияние на окружающую среду	Экологичность, бесшумность при работе. Требуются затраты на утилизацию аккумуляторной Батареи	Вредные выбросы, шум при работе
Габариты	Стандартный 40-футовый контейнер габаритами (ШхГхВ) 12144x2144x2900 мм для размещения аккумуляторной батареи и 20-футовый контейнер	Не более стандартного 20-футового контейнера габаритами (ШхГхВ) 6144x2144x2900 мм. Размещение в здании ограничено
Сравнительные параметры	ИБП на базе аккумуляторной батареи большой мощности(АББМ)	Дизель-генераторная установка(ДГУ)
	габаритами (ШхГхВ) 6144x2144x2900 мм для размещения ИБП. Возможность размещения в Здании	

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3
Качество электроэнергии	Вносят негармонические искажения тока в электрическую сеть, ухудшая при этом электромагнитную обстановку на объекте. ИБП чувствительны к другим источникам электромагнитных помех	Синусоидальный ток и напряжение ДГУ малочувствительны к другим источникам электромагнитных помех
КПД	Вносят дополнительную реактивную составляющую, снижая коэффициент мощности сети $\cos\phi$. Имеют значительные энергетические потери, при двойном преобразовании энергии (до 10% потерь)	Вносят дополнительную реактивную составляющую, снижая коэффициент мощности сети $\cos\phi$
Перегрузочная способность	Большая перегрузочная способность (до 200%) и невосприимчивость к величине подключаемой нагрузки	Узкий диапазон нагрузки для нормальной длительной работы (50-80%).
Эксплуатационные расходы	Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание сведены к минимуму	ДГУ нуждается в постоянном техническом обслуживании (замена масла, фильтров, охлаждающей жидкости, регулировки и т.д.)
Срок службы	Время работы порядка 5-8 лет при использовании Li-опаккумуляторов вне зависимости от времени работы	~20000 тыс. моточасов до полного цикла технического обслуживания и текущего ремонта
Время автономной Работы	Ограничено временем разрядки аккумуляторов	Фактически ограничено имеющимся запасом топлива
Время включения резерва	Мгновенное включение в сеть порядка 4-16 мс	Время включения от 6 до 50 с
Стоимостные показатели	Средняя стоимость 1 000 000 евро	Средняя стоимость 120 000 евро

Источника питания для резервирования нагрузок собственных нужд целесообразно предусмотреть установку ДГУ, мощностью 500 кВт (630 кВА).

На основании перечисленных недостатков, а так же с учётом высокой стоимости, далее вариант применения источника бесперебойного питания на базе АББМ для данного объекта не рассматривается.

2. При варианте резервного питания от сетей ОАО «ДРСК» потребуется

сооружение кабельно-воздушной линий 10 кВ от шин ПС Пера, ориентировочной протяженностью 11,2 км. Для обеспечения преобразования питающего напряжения внапряжение 400 В для потребителей СН, по данному варианту, на ПП 500 кВ Химкомбинат к установке предполагаются КТПН 10/0,4 кВ с трансформатором мощностью 630 кВА.

Основным недостатком этого варианта резервного питания от сетей 10 кВ стороннего источника является низкая надежность данных сетей. Также стоит учитывать последующие издержки на эксплуатацию линии 10 кВ [24, с. 31].

3. На основании п. 9.1.5 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 в качестве независимого источника так же может использоваться трансформатор напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки (ТНУМ). Мощность вторичной обмотки резервного ТНУМ при этом так же должна составлять 600-630 кВА.

При данном варианте ТНУМ подключается к одной из систем шин РУ 500 кВ. Для осуществления резервного питания от ТНУМ потребуется:

- один 3-х фазный комплект ТНУМ, суммарной мощностью 600-630 кВА. Мощность вторичной обмотки каждого ТНУМ составляет 200-210 кВА;

- один 3-х фазный комплект разъединителей 500 кВ для подключения ТНУМ к шинам РУ 500 кВ. Характеристики разъединителей соответствуют характеристикам, применяемым на ОРУ 500 кВ;

- регулировочные трансформаторы 0,4/0,4 кВ при отсутствии конструктивной возможности регулирования напряжения на ТНУМ.

Недостатки данного решения так же связаны с индивидуальным изготовлением данного оборудования.

Дополнительным недостатком данного решения является то, что комплект ТНУМ подключается к одной из систем шин РУ 500 кВ, и в ремонтном режиме, при отключении данной сборной шины потребуется перевести питание на вторую систему шин, и для этого потребуется дополнительное оборудование или перенос комплекта ТНУМ.

Сравнение по стоимости вариантов для резервного питания СН приведены в Таблицы 6.4.

Таблице 6.4 – Сравнение стоимости вариантов резервного источника питания СН переключательного пункта

Наименование оборудования	Резервирование СН с помощью ДГУ	Резервирование СН от сетей АО «ДРСК»	Резервирование СН с помощью ТНУМ (российского производства)
	Стоимость (с НДС 20 %), тыс. руб		
Основное оборудование			
Дизель-генераторная установка, 630 кВА в комплекте с контейнером	9772		-
КТПН 630 кВА 10/0,4 кВ	-	1495	
Стоимость тех присоединения к шинам 10 кВ ПС 35/10 кВ Пера (с учетом НДС 20 %)	-	8261,5	
ТНУМ 500 / $(0,4/\sqrt{3})$ кВ, с мощностью вторичной обмотки 210 кВА(импортные)	-	-	3x6750*1,2=24300,00
Разъединители 500 кВ	-	-	(4506,237+123,871) x1,2= 5556,13
Регулировочный трансформатор 0,4/0,4 кВ	-	-	3000
Итого, тыс. руб.(с учетом НДС):	9772	9756,5	32 856,13

Примечание:

Сравнение по стоимости производилось с использованием коммерческих предложений. Коммерческие предложения на оборудование для подключения ТНУМ. Стоимость ТНУМ 500 кВ принята согласно ТКП. Предварительная стоимость сухих регулировочных трансформаторов индивидуального изготовления, для применения ТНУМ производства ООО «УЭТМ», получена в рабочем порядке. Коммерческое предложение на ДГУ, мощностью 630 кВА, представлено.

Вывод:

На основании стоимостных показателей вариантов резервного питания СН, предпочтительными являются варианты питания от ДГУ или от сетей АО «ДРСК». При питании от ДГУ время резервирования напрямую зависит от расхода топлива, объема топливного бака, который обычно рассчитывается исходя из продолжительности работы ДГУ не более 10 часов. С этой точки зрения, вариант с подключением к сетям АО «ДРСК» является более предпочтительным.

Для повышения надежности питания СН ПП возможно рассмотреть ДГУ в качестве дополнительного источника, используемого для питания особо важных нагрузок, при потере питания от других источников, а так же возможности пуска ПП с «нуля».

С учетом вышеописанных преимуществ и недостатков использования разных вариантов основных и резервных источников СН ПП, далее целесообразно рассмотреть стоимостные показатели следующих варианты организации СН на ПП:

1. Два основных питания от сетей АО «ДРСК» и один резервный источник (ТНУМ).
2. Два основных питания от ТНУМ 500 кВ и одно резервное питание от сетей АО «ДРСК»
3. ТНУМ в качестве основного и резервного источников электроснабжения.
4. Два основных питания от ТНУМ 500 кВ и одно резервное питание от сетей АО «ДРСК» с резервированием особо важных потребителей ДГУ.

Для определения оптимального решения по организации СН ПП по стоимостным показателям произведено сравнение вариантов по основному оборудованию, без учета расходов на обслуживание линий 10 кВ.

Сравнение стоимости организации СН ПП по основным видам оборудования приведено в Таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Сравнение стоимости решений по питанию СН переключательного пункта

Наименование оборудования	1 вариант (2 от АО «ДРСК» +1хТНУМ)	2 вариант (2хТНУМ+1 от АО «ДРСК»)	3 вариант (3хТНУМ)	4 вариант ((2хТНУМ+ 1 отАО «ДРСК» +ДГУ)
	Стоимость (с НДС 20 %) тыс.руб.			
Основное оборудование				
Трансформаторы собственных нужд сухие 10 кВ, 630 кВА,(2 шт.)	6890	-	-	-
Ячейки КРУ 10 кВ (комплект по схеме)	18080	-	-	-
ТНУМ 500 /((0,4/√3) кВ, с мощностью вторичной обмотки 210 кВА	3х6750*1,2= 24300,00	6х6750*1,2= 48600,00	9х6750*1,2= 72900,00	6х6750*1,2= 48600,00
Разъединители 500 кВ	1х(4506,237+123,871)х1,2=5556,13	2х(4506,237+123,871)х1,2= 11112,26	3х(4506,237+123,871)х1,2= 16668,39	2х(4506,237 + 123,871)х1,2 = 11112,26
Регулировочный трансформатор 0,4/0,4кВ	3000	2х3000=6000	3х3000=9000	2х3000=6000
КТПН 10/0,4 кВ, 630 кВА	-	1495	-	1495
ДГУ 230 кВА	-	-	-	5610
Продолжение таблицы Стоимость тех присоединения к шинам 10 кВ ПС 35/10 кВ Пера(с учетом НДС 20 %)	16522,91	16522,91/2= 8261,46	-	16522,91/2= 8261,46
Итого, тыс. руб. (с учетом НДС):	74349,04	75468,72	98568,39	81078,72

Примечание:

1. Сравнение по стоимости производилось с использованием коммерче-

ских предложений. Коммерческие предложения на ТСН и ячейки КРУ 10 кВ представлены в Приложение Ц, Э. Коммерческие предложения на оборудование для подключения ТНУМ представлено. Стоимость ТНУМ 500 кВ принята согласно ТКП. Предварительная стоимость сухих регулировочных трансформаторов индивидуального изготовления, для применения ТНУМ производства ООО «УЭТМ», получена в рабочем порядке. Коммерческое предложение на ДГУ, мощностью 230 кВА, представлено. Коммерческое предложение на КТПН 10/0,4, мощностью 630 кВА.

2. Ориентировочная стоимость технического присоединения к шинам 10 кВ ПС 35/10 кВ Пера, исходя из технических условий, рассчитана на основании приказа Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области № 173-пр/э от 18.12.2019 « Об установлении размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, расположенных в границах Амурской области, на 2020 год».

Варианты с питанием от сетей АО «ДРСК» не учитывают необходимость обслуживания линий 10 кВ.

При расчете варианта №1 не принимается в расчет необходимость сооружения здания для ячеек КРУ 10 кВ. при этом разница затрат на организацию СН ПП по 1-ому и второму вариантам минимальная.

Вывод:

На основании рассмотренных технико-экономических показателей разных вариантов организации СН ПП, предпочтительным с точки зрения минимизации затрат, при сохранении высокой надежности, является вариант №2.

Питание от двух ТНУМ 500 кВ (в качестве основных источников) и резервное питания от сетей АО «ДРСК», с подключением его от КТПН 10/0,4 кВ. Для повышения надежности при питании от сетей 10 кВ, предлагается в качестве дополнительного источника использовать ДГУ, с подключением ее к выделенной секции ЩСН, от которой питаются особо важные потребители, необходимые для пуска ПП с «нуля».

К дальнейшему рассмотрению принят 4 вариант организации питания по-

требителей СН ПП.

При выборе варианта электроснабжения СН ПП от ТНУМ более подробная проработка решений по подключению оборудования и по качеству электроснабжения потребителей возможна после предоставления информации на конкретный тип ТНУМ от заводов изготовителей на следующем этапе проектирования.

Схема собственных нужд выполнена по принципу трехсекционного щита с явным резервом с АВР на секционных автоматах. К третьей секции в качестве резервного источника подключена КТП 10/0,4 кВ, с установленным в ней трансформатором мощностью 630 кВА. К выделенной секции ЩСН подключена дизель-генераторная установка (ДГУ). Мощность трансформатора в КТПН выбрана из расчета 100 % резервирования полной нагрузки ПП. Дизель-генераторная установка подключена ко второй секции и резервирует секцию с ответственными потребителями. ДГУ имеет время резервирования 10 часов. При пропадании питания всех вводах ЩСН, через выдержку времени отключения отключаются вводные выключатели и секционный выключатель ДГУ, подается сигнал на запуск дизель-генераторной установки. При появлении питания на выключатель 0,4 ДГУ начинается отчет времени включения, включается ввод ДГУ. После восстановления питания на основных вводах, через задержку времени восстановления отключается вводной выключатель ДГУ, одновременно включаются вводные выключатели и секционные выключатели.

Далее по истечении времени охлаждения ДГУ, останавливается дизель-генератор и включается секционный выключатель ДГУ (подается питание на секцию гарантированного питания).

Здание блочного типа КТПН 10/0,4 кВ, поставляется в виде блочно – модульных конструкций максимальной заводской готовности комплектно с внутренними коммуникациями (отопление, освещение, внутренний контур заземления). На месте монтажа выполняется сборка отдельных блоков в единый модуль с установкой его на фундамент и подключением внешних кабельных связей.

Питание собственных нужд ПП 500 кВ Химкомбинат по надёжности электроснабжения относится к 1-ой категории. Надёжность электроснабжения 1-й категории обеспечивается на напряжении 0,4 кВ - устройством АВР во вводных и секционной панелях щита собственных нужд переключательного пункта, на напряжении 10 кВ - питанием по двум независимых комплектов ТНБМ, подключенным к разным секциям ОРУ 500 кВ, с резервированием от КТПН 10 кВ питаемой кабельно-воздушной линией 10 кВ от шин ЗРУ – 10 кВ ПС 35/10 кВ Пера.

Питание нагрузок со щита СН 0,4 кВ предусмотрено с учетом категории электроприёмников по надёжности электроснабжения по смешанной (радиально-кольцевой) схеме.

При этом, согласно ПУЭ п.1.2.17-1.2.21, нагрузки разделяются на три категории. Нагрузки первой категории (системы противопожарной защиты, систем ТВК, СДТУ и АСУТП) имеют питание с двух секций с допустимым перерывом питания, равным времени срабатывания АВР. Нагрузки второй категории (обогрев и питание приводов выключателей и разъединителей) имеют питание с двух секций с допустимым перерывом питания, равным времени включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Нагрузки третьей категории (рабочее освещение и отопление зданий и сооружений, обогрев трубопроводов, ЗПУ, устройства РПН, прочие потребители) имеют питание с одной секции, при этом перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

6.2 Решения по обеспечению собственных нужд ПП постоянным током

Оперативный ток на ПС принят постоянный, напряжением 220 В.

В соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СТО 56947007-29.240.10.248- 2017) на подстанции применена система оперативного постоян-

ного тока (СОПТ) напряжением 220 В.

СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- Устройств РЗА, ПА, АСУТП, СА, РА, связи;
- Устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- Устройств сигнализации;

Регистраторов аварийных событий и процессов:

- Аварийного освещения;
- Других электроприемников.

Источником оперативного постоянного тока служат две стационарные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи (АБ1, АБ2) по 104 элемента, работающие с 4-мя зарядными устройствами (ЗУ), два щита постоянного тока (ЩПТ1, ЩПТ2), шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ).

Батареи устанавливаются в отдельных помещениях в здании объединенном ОПУ со ЗРУ 10 кВ. Помещения оборудованы принудительной приточно-вытяжной вентиляцией.

Для организаций мероприятий для поиска мест замыкания на землю в СОПТ предусмотрены следующие мероприятия:

- Устройство контроля изоляции (УКИ) с функцией контроля изоляции и сигнализации снижения её сопротивления до заданных уставок;
- Устройство автоматического поиска фидера с замыканием на землю (АПЗЗ). Контролирует только фидера, отходящие от ЩПТ;
- Переносное устройство поиска места замыкания на землю (ППЗЗ).

Аккумуляторные батареи предназначены для обеспечения питания потребителей при исчезновении переменного напряжения собственных нужд.

Каждая АБ выбрана с учётом суммарной нагрузки постоянного тока подстанции. Аккумуляторные батареи приняты малообслуживаемые, открытого исполнения, емкостью 1370 Ач, со сроком службы не менее 20 лет.

При расчете емкости аккумуляторной батареи и номинального тока за-

рядного устройства были приняты нагрузки, указанные в Таблице 6.6.

Таблица 6.6 Потребители постоянного тока

№ п.п.	Наименование потребителя	Мощность постоянной нагрузки, кВт	Мощность временной нагрузки, кВт	Мощность кратковременной нагрузки, кВт
1	ШРОТ РЗА №1	5,5	-	-
2	ШРОТ РЗА №2	1,5	-	8
3	ШРОТ РЗА №3	5,5	-	-
4	ШРОТ РЗА №4	1,5	-	8
5	ШРОТ АСУТП	3	-	-
6	ШПОБР	5	-	-
7	Шкаф ЦС	2	-	-
8	Шинки КРУ 1 (цепи управления)	1	-	-
9	Шинки КРУ (двигателей)	10	-	2
10	СГП АСУТП	-	8	-
11	СГП СДТУ	-	10	-
12	Аварийное освещение	-	7	-

Соответственно ток для постоянной нагрузки равен 113,63 А, ток временной нагрузки равен 113,63 А, ток кратковременной нагрузки равен 72,7 А.

Суммарный ток постоянной и временной нагрузки равен 228 А.

Расчет емкости АКБ и зарядного устройства приведен в Приложение Л.

Схема системы оперативного постоянного тока приведена на чертеже №577413- ОТР2, л. 21.

6.3 Решения по солнечным батареям

Снижение потребления электроэнергии в течении рабочего дня возможно за счет подключения сетевой солнечной электростанции. Принцип работы такой системы заключается в подключении солнечных панелей к сетевому инвертору, а инвертор непосредственно к сети (подмешивание энергии). Если светит солнце, энергия напрямую передается потребителям с минимальными потерями, таким образом потребление энергии из сети снижается. Система связана с внутренней электросетью и является ведомой: при отключении (плановом или аварии) вводной электросети, генерация электроэнергии от солнечных модулей

прекращается. Срок службы солнечных батарей и инвертора составляет более 25 лет. Система функционирует полностью в автоматическом режиме. Вся энергия от солнечных модулей идет на питание электрооборудования и используется приоритетно, в случае если выработка от солнечных модулей превышает потребление – излишки поступают в общую сеть.

Обзорная схема работы СЭС показана на рисунке 6.1

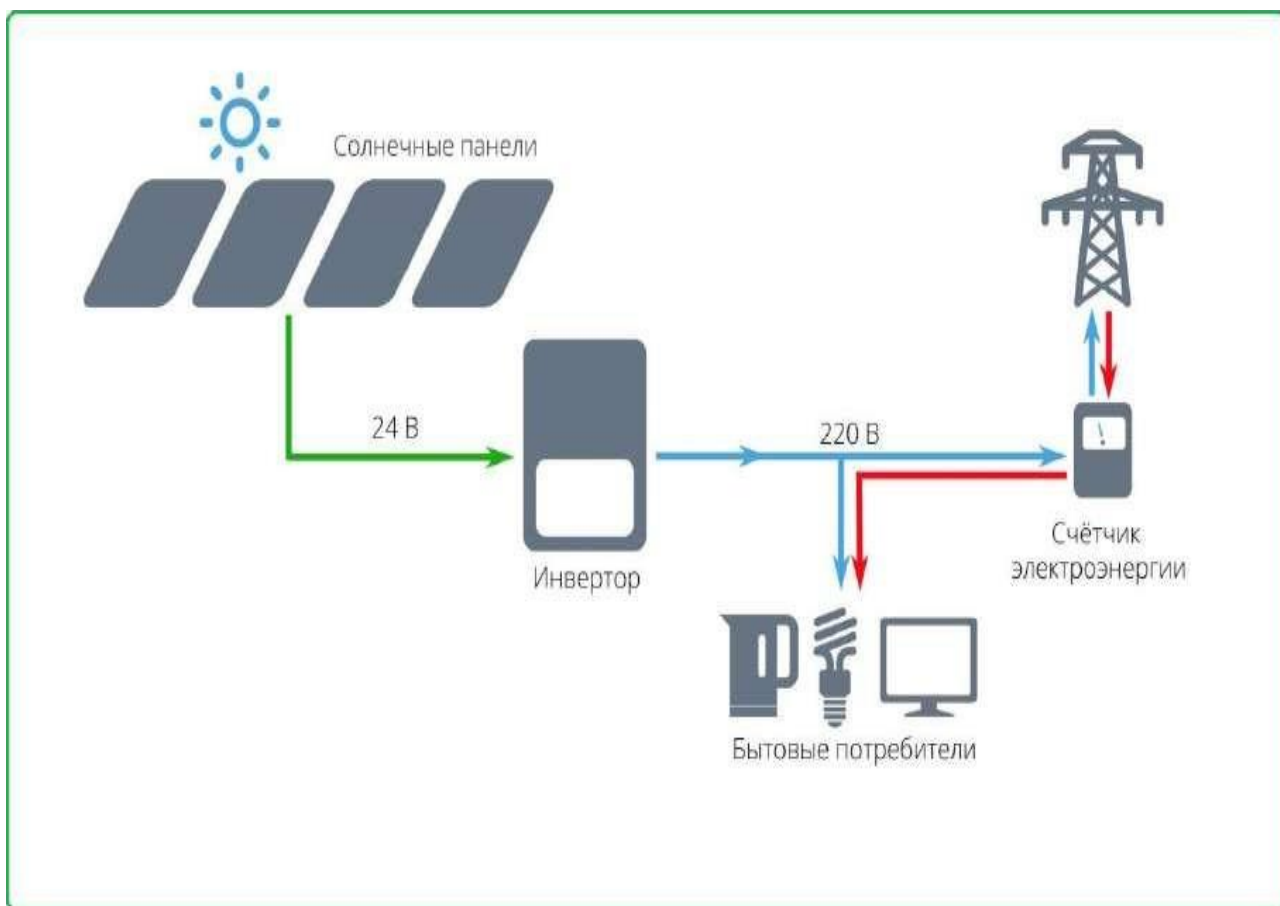


Рисунок 6.1 – Обзорная схема работы СЭС

Недостатки данной схемы:

- Сетевые инвертора не работают без опорного напряжения.
- Выработка должна быть согласована с потреблением.
- Максимум энергии будет вырабатываться в летний период в дневное время.

Общие недостатки применения солнечных батарей:

- Необходимость отчистки батарей от загрязнений и снега (в зимний период) для повышения их эффективности.

– эффективность теряется во время пасмурной погоды или в тумане, а так же при низких температурах.

– высокая стоимость при относительно невысоком КПД.

– для того чтобы выдать большую мощность, необходимы большие площади.

Для данного объекта расположение солнечных панелей возможно только на кровле ОПУ с южной стороны. Исходя из размеров здания ОПУ 42x12 м и использования половины кровли, подходит сетевая солнечная электростанция мощностью 25 кВт.

Наиболее обоснованным подключением СЭС являются системы кондиционирования, основного освещения здания, системы отопления.

Рассмотрим срок окупаемости данной системы на примере ТКП ООО «Технолайн».

Среднегодовая выработка = 112,64 кВт * 2200 ч = 247 808 кВт*ч

Среднегодовая экономия = 247 808 000 кВт*ч * 0,453 руб. = 111 644 руб.

Срок окупаемости составит = 1 188 380 руб / 111 644 руб = около 11 лет.

Нормативный срок эксплуатации ОРУ 500 кВ составляет 30 лет. С учетом полученного срока окупаемости, который ниже, применение данной системы на ПП 500 кВ Химкомбинат является экономически обоснованным, но избыточным с технологической точки зрения.

Вырабатываемая мощность СЭС не позволяет:

- полностью покрыть мощность даже бытовых потребителей;
- полностью резервировать нужды более ответственных потребителей;
- уменьшить мощность основных источников СН (ТСН или ТНУМ).

Учитывая невысокий экономический эффект от применения солнечной электростанции на данном объекте, ввиду отсутствия больших площадей для ее размещения, а так же приведенных недостатков, считаем нецелесообразным ее применение.

Использование данной установки, как дополнительного источника для бытовых потребителей СН может быть предусмотрено на усмотрения заказчика.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Защита изоляции электрооборудования, устанавливаемого на открытой территории подстанции, ошиновки, зданий и сооружений, от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих стержневых молниеотводов, и молниеотводов, установленных на порталах ОРУ 500 кВ. Молниезащита выполнена для II уровня защиты соответствии с СТО 5694700729.240.01.221-2016 с надежностью $P=0,99$. Категория молниезащиты зданий согласно РД 34.21.122-87 принята II для всех зданий.

На I этапе строительства сооружаются все здания, устанавливается оборудование ОРУ-500 кВ №1 и выполняется внешнее ограждение всей территории переключательного пункта. Расстановка отдельно стоящих молниеотводов производится с учетом молниеприёмников на шинных порталах ОРУ 500 кВ №1, в объеме достаточном для защиты оборудования, ошиновки и зданий, устанавливаемых на I этапе.

Защита оборудования ОРУ-500 кВ №2, сооружаемого на третьем этапе строительства, производится при помощи молниеотводов, установленных на соответствующих шинных порталах, и уже установленных на I этапе отдельно стоящих молниеотводов.

Здания и сооружения попадают в зону защиты стержневых молниеотводов, устанавливаемых на открытой части переключательного пункта на I этапе строительства. Дополнительные решения по молниезащите сооружаемых зданий не предусматриваются.

Планы ПП 500 кВ Химкомбинат с зонами молниезащиты.

Заземляющее устройство (ЗУ) выполнено по норме на допустимое сопротивление растеканию.

Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом, при этом напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В.

Сечения элементов заземляющего устройства переключательного пункта выбраны с учетом термической стойкости к действию однофазных токов КЗ и устойчивости к коррозионному действию грунтов (ПУЭ п.1.7.111-112, с учетом дополнительных требований согласно технического циркуляра Росэлектромонтажа №11/2006 от 16.10.2006). Предварительно принята полоса стальная сечением 5x50 мм и с вертикальные электроды диаметром 18 мм (уточняются при разработке проектной документации).

Все работы по устройству заземляющего контура выполняются одновременно строительными работами по нулевому циклу. На I этапе строительства выполняется контур заземления периметра ПП, контур заземления ОРУ 500 кВ №1 с присоединением к нему заземляющих спусков от оборудования и заземление всех отдельностоящих молниеотводов, экранирование лотков с контрольными кабелями в объеме данного этапа, присоединение контуров заземления всех зданий.

На III-м этапе строительства, в дополнение к контуру заземления, выполненному по I этапу, укладывается новый контур заземления для ОРУ 500 кВ №2 с присоединением к нему заземляющих спусков от оборудования и заземление всех вновь устанавливаемых отдельностоящих молниеотводов, выполняется экранирование лотков с контрольными кабелями, прокладываемых в объеме данного этапа. Образуется полный контур заземления площадки ПП.

Заземляющее устройство переключательного пункта выполняется в виде контура из стальных полос 5x50 мм с вертикальными электродами диаметром 18 мм.

На территории ПП в целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители, объединенные между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей оборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8–1 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними принимается возрастающим от периферии к центру заземляющей сетки.

Все металлические части вновь устанавливаемого электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции, присоединяются к заземляющему устройству. Заземляющие проводники, присоединяющие электрооборудование или конструкции к заземлителю, выполняются из стальной полосы сечением 5x50 мм, прокладываемой на глубине 0,3 м. Присоединение заземляющих проводников от оборудования к заземляющему устройству ПС осуществляется с помощью сварки внахлест с последующим антикоррозийным покрытием. Качество соединения проверяется измерением переходного сопротивления с выдачей протокола проверки металлосвязи оборудования с заземляющим устройством.

Внешняя железобетонная ограда заземляется с помощью вертикальных заземлителей длиной 3 м, установленных по периметру ограждения через 30 м, и дополнительно присоединяется к контуру заземления подстанции. Внутренняя ограда подстанции присоединяется к заземляющему устройству. Для выравнивания потенциалов в местах установки ворот и калиток выполняются перемычки с помощью полосы 5x50, полоса прокладывается на глубине не менее 1 м от уровня земли.

Для обеспечения надежной работы охранной сигнализации, видеонаблюдения и других устройств, установленных по периметру ограждения ПС, проложен внешний контурный заземлитель на расстоянии 1 м от ограждения, на глубине 1 м. Контурный заземлитель присоединяется к базовой конструкции ЗУ не менее, чем четырьмя горизонтальными заземлителями, не менее, чем по одному с каждой стороны контура.

Для снижения напряжения прикосновения и выравнивания потенциалов вдоль полосы охранного периметра ПС, на глубине 0,7 м с внутренней стороны внешнего ограждения на расстоянии 2 м от последнего прокладывается горизонтальный заземлитель. К нему присоединяются металлические конструкции

опор охранного освещения и внутреннего ограждения при помощи стали полосовой 5x50 мм.

Вокруг зданий подстанции предусматривается выполнение наружного контура заземления. Наружный контур заземления каждого здания выполняется путем укладки в землю на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от фундамента заземлителя из стальной полосы. Наружные контуры заземления зданий присоединяются к общему контуру заземления подстанции не менее чем в двух точках.

В зданиях выполняется внутренний контур заземления, и предусматриваются выпуски для его подключения к внешнему контуру заземления не менее чем в двух точках.

У входов в здания выполняется выравнивание потенциалов путем укладки проводников на расстоянии 1 и 2 м от наружного контура заземления на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с контуром наружного заземления.

В качестве естественных дополнительных заземлителей могут быть использованы металлические и железобетонные фундаменты зданий и сооружений, находящихся в соприкосновении с землей, в том числе, железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах. У сборных железобетонных фундаментов при использовании их в качестве естественных заземлителей должна быть обеспечена электрическая связь (сварка) между арматурой и наружными закладными частями, присоединяемыми к ЗУ. Монолитные железобетонные фундаменты должны снабжаться специальными закладными частями, приваренными к арматуре.

У входов и въездов на территорию предусматривается выравнивание потенциала путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. На расстояние равном ширине входа или въезда.

В связи с тем, что грунты в месте строительства ПП 500 кВ Химкомбинат песчаные, высокоомные, выполняемой стальной сетки с вертикальными электродами недостаточно для соблюдения требования о сопротивлении ЗУ в любое время года не более 0,5 Ом. Поэтому требуется выполнить дополнительное заземление необслуживаемыми активными соляными электродами (АСЭ). Данные электроды предназначены специально для применения в грунтах с высоким удельным сопротивлением (скальные, мерзлые, песчаные). Принцип работы основан на искусственном увеличении электропроводности грунта вокруг электрода за счет применения соляного наполнителя и низкоомного околоэлектродного заполнителя – грунтового катализатора. Соединение с магистральным заземляющим проводником осуществляется при помощи медного отвода и зажима (болтовое соединение) или монтажной полосы (сварное соединение).

На переключательном пункте предусмотрены мероприятия по защите вторичных цепей от электромагнитных помех в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.114-2012 "Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» и СТО 56947007-29.240.043-2010 "Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов":

Заземление корпусов или конструкций измерительных трансформаторов тока и напряжения каждой фазы, коммутационных аппаратов, фильтров присоединения и шкафов РЗА следует выполняться присоединением их кратчайшим путем на глубине не менее 0,3 м к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства, которые прокладываются на расстоянии 0,8-1 м от их фундаментов. В радиусе не более трех метров от мест присоединения заземляющего спуска к ЗУ его конструкция должна обеспечивать растекание токов не менее, чем в четырех направлениях по магистралям заземляющего устройства. Непосредственно у места присоединения заземляющего спуска к ЗУ должно обеспечиваться растекание токов не менее, чем в двух направлениях. В местах установки трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений и емкостных ТН с устройствами ВЧ связи, шкафов вторичной коммута-

ции дополнительно заглубляются вертикальные заземлители длиной 5 м. Расстояние между вертикальными электродами также не менее 5 м;

Экранирование кабелей вторичных цепей, прокладываемых в ж/б лотках, выполняется двумя горизонтальными заземлителями, прокладываемыми под лотком на глубине 0,1 м по всей трассе кабельного лотка. Экранирующий проводник должен через каждые 15-20 м присоединяться к ЗУ переключательно-го пункта, но не менее чем в двух местах, включая начало и конец кабельной трассы. Сечение экранирующего проводника должно быть не менее сечения горизонтальных элементов заземляющего устройства;

Трассы кабелей с цепями управления, измерения и сигнализации прокладываются на расстоянии не менее 10 м в свету от основания фундамента(стоек) с ограничителями перенапряжений и молниеотводами. Из-за стесненных условий допускается уменьшать это расстояние до 5 м, но при этом между фундаментом (стойкой) и кабелями должен прокладываться дополнительный продольный заземлитель длиной не менее 15 м на расстоянии 0,5 м от кабельной трассы. Этот продольный заземлитель должен располагаться симметрично относительно фундамента (стойки) и соединяется с заземляющим устройством по концам и в точках пересечения с другими горизонтальными заземлителями.

Для защиты вторичных цепей и оборудования от электромагнитных помех и перенапряжений на вводах кабелей вторичных цепей в здания предусматривается устройство дополнительного заземлителя в виде одного-трех вертикальных заземлителей длиной 5 м, которые присоединяются к контуру заземления здания [4].

Место присоединения стержневого молниеотвода к заземляющему устройству подстанции должно быть расположено не менее 15 м по магистрали заземления от места присоединения его к контуру заземления. От стоек конструкций с молниеотводами обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее, чем в 3-х-4-х направлениях с углом не менее 90° между ними. На каждом направлении устанавливается не менее двух вертикальных электрода длиной 5 м на расстоянии 3-5 м от места присоединения к

магистральной заземления стойки с молниеотводом.

В зданиях магистраль заземления прокладывается по стенам. Все металлические токоведущие части электрооборудования, устанавливаемого внутри зданий, которые могут оказаться под напряжением, а также стальные трубы водопровода и газового пожаротушения, должны быть присоединены болтовым соединением к контуру заземления зданий, подключенному к общему контуру ЗУ подстанции не менее чем в четырех точках.

На рабочих местах для выравнивания потенциала на глубине 0,1 м укладывается заземляющая решетка размером 1х1 м с шагом ячеек 0,4 м.

На территории ОРУ выполняется искусственное экранирование кабельных цепей в виде двух горизонтальных заземлителей (экранирующих заземлителей), прокладываемых на глубине 0,1 м по всей трассе кабельных лотков, под железобетонными лотками контрольных кабелей.

Для устройств релейной защиты и автоматики, содержащих интегральные схемы устанавливаемых внутри зданий, предусматривается защитное и функциональное заземление.

После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка его параметров согласно СО 34.20.525-00 «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок».

На ПП 500 кВ Химкомбинат для электроустановок напряжением до 1 кВ принята система заземления TN-S.

8 НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Надежность электроснабжения потребителей 0,4 кВ обеспечивается за счет организации трехсекционного щита собственных нужд, по схеме с явным резервом с АВР на секционных автоматах. В качестве источников используются трансформаторы собственных нужд, питаемые от разных секций ЗРУ 10 кВ. В качестве резервного источника питания используются дизель-генераторная установка.

Нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения устанавливаются межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013, в котором определены показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц, такие, как:

- падение напряжения;
- отклонение частоты напряжения;
- отклонение напряжения при медленном изменении нагрузки;
- колебания напряжения и фликер;
- несимметрия напряжения в трехфазной системе – при несимметричном распределении нагрузки по фазам;
- несинусоидальность формы кривой напряжения при нелинейной нагрузке;
- длительные и кратковременные прерывание напряжения;
- провалы напряжения;
- прерывания напряжения.

В отношении этих явлений потребители нагрузки, искажающие форму кривой электрического тока, в схеме собственных нужд, отсутствуют.

Для уменьшения содержания высших гармоник в сети собственных нужд

применены трансформаторы собственных нужд с обмотками высшего напряжения, соединенными по схеме треугольника.

Оценка соответствия показателям качества может быть проведена после ввода объекта в эксплуатацию.

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое отклонение напряжения у токоприёмника $\pm 5\%$, предельно допустимое (аварийный режим) $\pm 10\%$.

На этапе проектирования наиболее важным показателем являются потери напряжения.

В соответствии с ГОСТ Р 50571.5.52-2011 в нормальном режиме для установок низкого напряжения, питающихся непосредственно от общей системы электроснабжения низкого напряжения, допускаются падения напряжения 3% для освещения и 5% для других пользователей. При этом, когда длина электропроводки более чем 100 м, эти падения напряжения могут быть увеличены на 0,005% на метр электропроводки вне 100 м, но не более, чем на 0,5%.

Для выполнения приведенных требований при проектировании необходимо, чтобы при эксплуатации подстанции осуществлялась регулировка напряжения в соответствии с пунктом 1.2.23 ПУЭ: «Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3-20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей»

Для обеспечения нормально допустимых отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ щитов собственных нужд в пределах $\pm 5\%$ от номинального значения используются трансформаторы с устройствами регулирования напряжения типа ПБВ (переключение без возбуждения).

Для улучшения качества электроэнергии, передаваемой к потребителям, на подстанции предусматриваются следующие мероприятия:

- равномерное распределение нагрузки по фазам;

- выбор кабелей с учетом их проверки по допустимому падению напряжения у потребителей.

Для обеспечения заданных диапазонов отклонений напряжения, а также поддержания частоты системы имеются следующее оборудование и устройства автоматики:

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

Биологическая защита от воздействия электрических и магнитных полей

В соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал подстанции должен быть защищен от воздействия биологически активного электромагнитного поля, оказывающего отрицательное воздействие на организм человека.

СанПиН 2.2.4.3359-16 устанавливает санитарно – эпидемиологические требования к условиям труда работающих, подвергающихся в процессе трудовой деятельности профессиональному воздействию электромагнитных полей, предельно допустимые уровни ЭМП, а также требования к проведению контроля уровней ЭМП на рабочих местах, методам и средствам защиты работающих.

Предельно допустимые уровни магнитных полей 50 Гц устанавливаются в зависимости от времени пребывания персонала для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия и определяются в соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 «ПДУ постоянного магнитного поля на рабочих местах».

Контроль уровня магнитного поля должен производиться при:

- приемке в эксплуатацию новых и расширении действующих электроустановок;
- аттестации рабочих мест.

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния магнитного поля осуществляется путем проведения организационных и технических

мероприятий.

К организационным относятся мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований, ограничения продолжительности пребывания персонала в условиях воздействия магнитного поля (без нарушения сложившейся системы эксплуатационного обслуживания электрооборудования) и организации рабочих мест на расстоянии от токоведущих частей оборудования, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых уровней.

При эксплуатации электроустановок организационные мероприятия включают в себя следующее:

– зоны с уровнями магнитного поля, превышающими предельно допустимые, где по условиям эксплуатации не требуется даже кратковременное пребывание персонала, должны ограждаться и обозначаться соответствующими предупредительными знаками;

– осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, должен осуществляться из зон с уровнями магнитного поля, удовлетворяющими нормативным требованиям;

– ремонт электрооборудования следует производить вне зоны влияния магнитного поля.

К техническим относятся мероприятия, снижающие уровни магнитного поля на рабочих местах путем экранирования источников магнитного поля или рабочих мест. Средствами защиты являются экранирующие устройства и экранирующая одежда, защищающие персонал от всех видов воздействия электрического поля промышленной частоты на рабочем месте в течение всей смены устанавливается 5 кВ/м. При напряженностях в интервале свыше 5 до 20 кВ/м включительно допустимое время пребывания в ЭП рассчитывается по формуле:

$$T=(50/E)^{-2}, \quad (27)$$

где T – допустимое время пребывания в ЭП, ч;

E – напряженность ЭП в контролируемой зоне, кВ/м.

При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в

ЭП составляет 10 минут. Пребывание в ЭП с напряженностью 25 кВ/м и более без применения средств защиты не допускается. Согласно требований ГОСТ 12.4.154-85 и РД 34.03.604 в связи с необходимостью защиты обслуживающего персонала от вредного воздействия электромагнитного поля на ОРУ 500 кВ подстанции ПП 500 кВ Химкомбинат предусматриваются следующие экранирующие устройства:

- экраны – навесы и экраны козырьки над шкафами вторичной коммутации, приводами разъединителей и заземлителей, фильтрами присоединения ВЧ - связи, счетчика числа срабатываний ОПН;

- экраны - навесы над пешеходными дорожками (уточняется на стадии разработки проектной документации);

- межъячейковые экраны между выключателями (уточняется на стадии разработки проектной документации);

- шинные экраны между выключателями и сборными шинами (уточняется на стадии разработки проектной документации).

Обходы ОРУ в целях осмотра, оборудования должны производиться с таким расчетом, чтобы общая (в течение суток) продолжительность пребывания в электрическом поле каждого работника соответствовала гигиеническим нормативам.

9 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОХРАНА ТРУДА

9.1 Организация эксплуатации на ПП 500 кВ Химкомбинат

17.8 Охрана труда при работе с элегазовым оборудованием Элегаз - газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден, кумулятивным свойством не обладает. Отсутствие токсичных примесей, имеющих место в технологии его производства, гарантируется заводом - изготовителем на основе биологического контроля партии. Работы с элегазом необходимо выполнять в соответствии с РД - 16.066-05 «Элегазовое электротехническое оборудование. Технические требования к производству для обеспечения качества элегаза в оборудовании и меры обеспечения санитарногигиенической и экологической безопасности». В сферу санитарно-гигиенических задач входит обеспечение безопасных условий работы персонала в течение всего рабочего времени и обеспечение безопасного проживания населения за пределами санитарной зоны предприятия. Санитарно-гигиеническое обеспечение предприятий с элегазовым оборудованием опирается на установленные санитарные нормы чистоты: санитарно-гигиеническое обеспечение работающего персонала; основные правила безопасной работы с элегазом и элегазовым оборудованием.

9.2 Охрана труда на ПП 500 кВ Химкомбинат

Для защиты персонала должны применяться защитные средства: изолирующие штанги, электроизмерительные клещи, диэлектрические перчатки, галоши, коврики, индивидуальные экранирующие комплекты, переносные заземления, оградительные устройства и диэлектрические колпаки, а также очки, краски, противогазы, рукавицы, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, плакаты, знаки безопасности и т. д. труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации были рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надежной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования. Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование ПП 500 кВ, выбраны необходимые элементы электрической сети с целью повышения ее функционирования.

Выполнены расчёты нормальных и аварийных режимов до и после развития сети, расчет токов короткого замыкания.

Достигнута поставленная цель – разработка оптимального варианта подключения ПП 500 кВ с применением инновационного оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы».

2. Приказ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

3. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281.

5. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 17.05.21).

6. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 5.06.2021).

7. ПАО Газпром, проект «Сила Сибири» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения 16.05.2021).

8. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

9. Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 16.05.2021).

10. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. – 52 с.

11. Артемовская ТЭЦ [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Артемовская_ТЭЦ) (дата обращения: 17.05.21).

12. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 17.05.21).

13. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г.Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

14. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учебное пособие / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

15. Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

16. Неклепаев Б.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.И. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., – Изд-во БХВ – Петербург. 2013. – 608 с.

17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.