

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ в районе,  
включающем подстанцию Волна и Артёмовскую ТЭЦ

Исполнитель

студент группы 942-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Е. Козырева

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Козыревой Анастасии Евгеньевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ в районе, включающем подстанцию Волна и Артемовскую ТЭЦ

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры нагрузок и электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района реконструкции, 2. Расчет и анализ электрических нагрузок, 3. Разработка вариантов реконструкции, 4. Выбор оптимального варианта, 5. Расчет токов короткого замыкания, 6. Реконструкция подстанции, 7. Разработка молниезащиты и заземления подстанции, 8. Конструктивное исполнение линии, 9. Релейная защита и автоматика, 10. Расчет и анализ режимов при реконструкции, 11. Инвестиционная привлекательность принятого варианта, 12. Безопасность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 11 рисунков, 93 таблицы, 32 источника, графическая часть: 1 – Однолинейная схема существующей электрической сети, 2 – Однолинейные схемы электрических сетей варианта №2 и №3, 3 – Подробная однолинейная схема подстанции Чайка, 4 – План, разрез и молниезащита ПС Чайка, 5 – Схема расстановки комплексов релейной защиты и автоматики, 6 – Режимы работы электрической сети после реконструкции

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., зав. кафедрой  
энергетики докт. техн. наук, профессор (фамилия, имя, отчество, должность,  
ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 148 с., 11 рисунков, 93 таблицы, 4 приложения, 32 источника.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, АКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЖИМ, ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, НАПРЯЖЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ

В ВКР рассмотрена реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ в районе, включающем подстанцию Волна и Артёмовскую ТЭЦ.

Актуальность ВКР обоснована тем, что рассматривается реальный объект электроэнергетической системы Приморского края, тема была выбрана из списка, предложенного работодателем АО «ДРСК».

Основной целью ВКР является выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети, обеспечивающий наибольшую надежность и эффективность. В результате выполнения работы были разработаны варианты электрической сети и выбран наиболее оптимальный вариант, было выбрано электрическое оборудование и разработана молниезащита и заземление реконструируемой подстанции, а также рассчитаны уставки РЗА, произведен инвестиционный анализ проекта и его экономическая эффективность.

## СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика района реконструкции участка электрической сети ПС Волна – Артемовская ТЭЦ	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края	10
1.2 Характеристика электрических сетей района реконструкции	12
1.3 Выбор эквивалента электрической сети и анализ режимов	15
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок с учетом прогноза	28
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	33
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	33
3.2 Выбор номинального напряжения	38
3.3 Компенсация реактивной мощности	38
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи	39
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети	42
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	44
5 Расчет токов короткого замыкания	51
6 Реконструкция подстанции Чайка	56
6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции Чайка	56
6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	57
6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	57
6.4 Выбор и проверка выключателей РУ ВН	60
6.5 Выбор и проверка разъединителей РУ ВН	64

6.6	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН	65
6.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН	69
6.8	Выбор и проверка опорных изоляторов РУ ВН	70
6.9	Выбор и проверка оборудования в РУ СН	72
6.10	Выбор и проверка оборудования в РУ НН	75
6.11	Выбор трансформаторов собственных нужд	78
6.12	Выбор и проверка ячеек КРУ	80
7	Разработка молниезащиты и заземления подстанции Чайка	82
7.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	82
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	88
7.3	Выбор и проверка ОПН	90
7.4	Оценка надежности молниезащиты ПС Чайка	96
8	Конструктивное исполнение ВЛ Волна – Чайка	100
9	Релейная защита и автоматика при реконструкции подстанции Чайка	102
9.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии рассматриваемого участка	102
9.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС Чайка	103
9.3	Релейная защита проектируемой ВЛ Волна – Чайка	114
9.4	Автоматика	124
10	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	125
10.1	Выбор эквивалента сети для расчета режимов	125
10.2	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	125
10.3	Подготовка исходных данных для расчета	126
10.4	Расчет максимального режима и его анализ	126
10.5	Расчет минимального режима и его анализ	128
10.6	Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	130
11	Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети	133

12	Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	136
12.1	Безопасность	136
12.2	Экологичность	139
12.3	Чрезвычайные ситуации	141
	Заключение	144
	Библиографический список	145
	Приложение А	149
	Приложение Б	154
	Приложение В	155
	Приложение Г	159

## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей бакалаврской работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 12.1.024-87 ЕСКД Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля

ГОСТ 1516.3-96 ЕСКД Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ требования к электрической прочности изоляции

РД 153-34.3-03.285-2002 3 ЕСКД Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ

РД 153-34.3-35.125-99 ЕСКД Руководство по защите электрических сетей 6- 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений

ГОСТ 32144-2013 ЕСКД Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 52735-2007 ЕСКД Короткие замыкания в электроустановках

СТО 56947007-29.060.50.268-2019 ЕСКД Указания по проектированию ВЛ 110 кВ с неизолированными проводами нового поколения

СТО 56947007- 29.240.037-2010 ЕСКД Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании

СТО 56947007-29.240.30.047-2010 ЕСКД Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ

ГОСТ 9920-89 ЕСКД Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- ВЛ – воздушная линия;
- ДЗЛ – дифференциальная защита линии;
- ДЗШ - дифференциальная защита шин;
- ИРМ – источник реактивной мощности;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РУ – распределительное устройство;
- ТБ – техника безопасности;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТТ – трансформатор тока
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ЭС – энергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность ВКР заключается в увеличении числа потребителей электроэнергии в Приморском крае, что приводит к повышению нагрузки, в результате чего оборудование, установленное на ПС может оказаться перегруженным, что отрицательно сказывается на надежности и эффективности участка электрической сети.

Характеристика проблемы исследования в условиях эксплуатации свойственно положительной динамикой потребления электроэнергии в сетях 110-35 кВ и перебойный электроснабжением потребителей.

Объектом исследования ВКР являются электрические сети классом напряжения 110-35 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» с центром питания Артёмовская ТЭЦ во Владивостокском и Артёмовских городских округах.

Предметом исследования ВКР является реконструкция выбранного эквивалента электрической сети Приморского края напряжением 110-35 кВ.

Для выполнения поставленной цели требуется решить такие задачи как:

- выявление проблемных участков существующей сети;
- разработка вариантов и выбор оптимального варианта;
- реконструкция подстанции;
- оценка безопасности и экологичности.

Для решения поставленных задач в ВКР был выбран и реконструирован наиболее оптимальный вариант электрической сети. Рассчитана оценка инвестиционной привлекательности проекта и описана безопасность принятого варианта. В задачи ВКР не входит выбор и проверка оборудования отходящих присоединений РУ НН, нагрузка на фидерах не изменяется и сети.

При выполнении ВКР использовались ПВК MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПС ВОЛНА – АРТЁМОВСКАЯ ТЭЦ

Рассматриваемый район реконструкции относится к району южных электрических сетей, расположен в пределах Владивостокского и Артемовского городских округов. Район включает ПС 110 кВ Волна и примыкающие к ней подстанции Чайка, Океанская, Сахарный ключ, Спутник, Промузел, а также ПС 35 кВ Океанская и Сахарный ключ. Карта-схема, рассматриваемого участка представлена на рисунке 1.

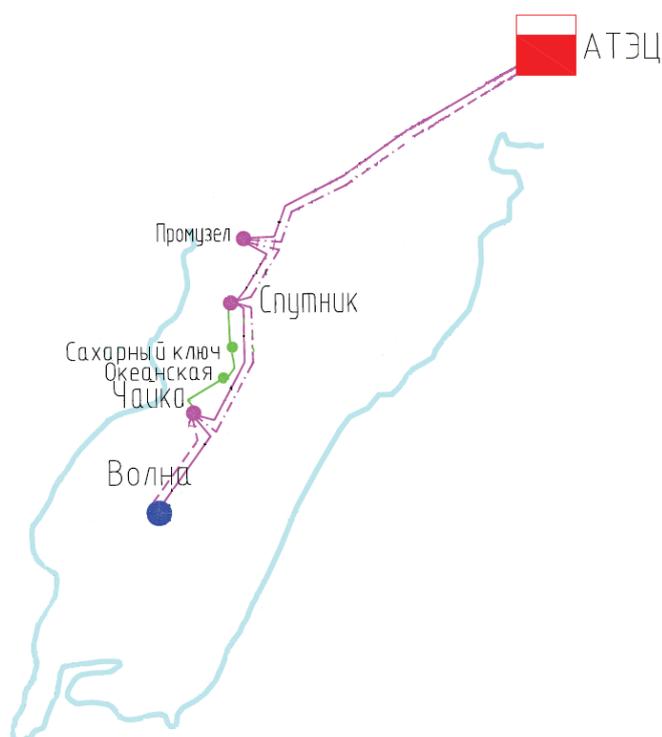


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого участка

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края

Основная часть района реконструкции ПС Волна – Артемовская ТЭЦ расположена во Владивостокском городском округе. Город Владивосток – одноименная административно-территориальная единица, входящая в состав Приморского края.

Климатические и территориальные показатели рассматривались на основе статистической информации и нормативных документов Приморского края. [24].

Во Владивостоке умеренно-муссонный климат. Зимой северное направление ветра, количество осадков в среднем 20-25 мм в месяц. Летом - южные ветра, количество осадков достигает до 164 мм. Осенью количество осадков постепенно уменьшается.

Остальная часть района реконструкции расположена в Артемовском городском округе. Артемовский городской округ или город Артем, также входит в состав Приморского края.

Климат города Артём умеренный, с чертами континентального. За зимний период выпадает всего 13 % от общей годовой суммы осадков. Весной температура воздуха резко возрастает, усиливается ветер. В этот период происходит подготовка смены зимнего муссона летним, который направлен с океана на материк. В начале лета преобладают невысокие температуры сочетаются с высокой влажностью воздуха – 88-95 %. На самый тёплый месяц август приходится максимум осадков – 120 мм. Осень в городе сухая и тёплая.

Основные климатические показатели и количественные характеристики по температуре Владивостокского и Артёмовского городских округов показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	V
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Район по ветру	IV
Скоростной напор ветра, м/с	3,53
Нормативное ветровое давление, Па	800
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 30
Удельная плотность ударов молнии в землю, $1/(км^2 \cdot год)$	1
Степень загрязнения атмосферы	II

Продолжение таблицы 1

1	2
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Осадки:	
Средний годовой уровень, мм	833
Минимум осадков, мм	менее 300
Максимум осадков, мм	1272
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+4,9
Средний минимум, °С	+2,0
Абсолютный минимум, °С	- 31,4
Средний максимум, °С	+9,0
Абсолютный максимум, °С	+33,6
Глубина промерзания грунта, м	1,75
Состав грунта	Каменистый грунт, скальный, песчаный

Рельеф Приморского края в большей части является низкогорный, но разделен реками и озерами сильно с абсолютными отметками 250-350 м, с отдельно возвышающимися горными вершинами высотой 430-475 м.

Приведенная информация по климату городских округов будет использована для выбора оборудования линии электропередачи.

## **1.2 Характеристика электрических сетей района реконструкции**

Подстанция Волна и Артемовская ТЭЦ выбраны как источники питания.

ПС Волна более половины покрывает потребности города Владивостока и обеспечивает электроэнергией крупные промышленные предприятия. В 2019 г. смонтировано дополнительное третье РУ на напряжения 6 кВ. В 2022 году на подстанции начался монтаж новейшие микропроцессорного оборудования РЗА, что поспособствовало увеличить эффективности ее работы.

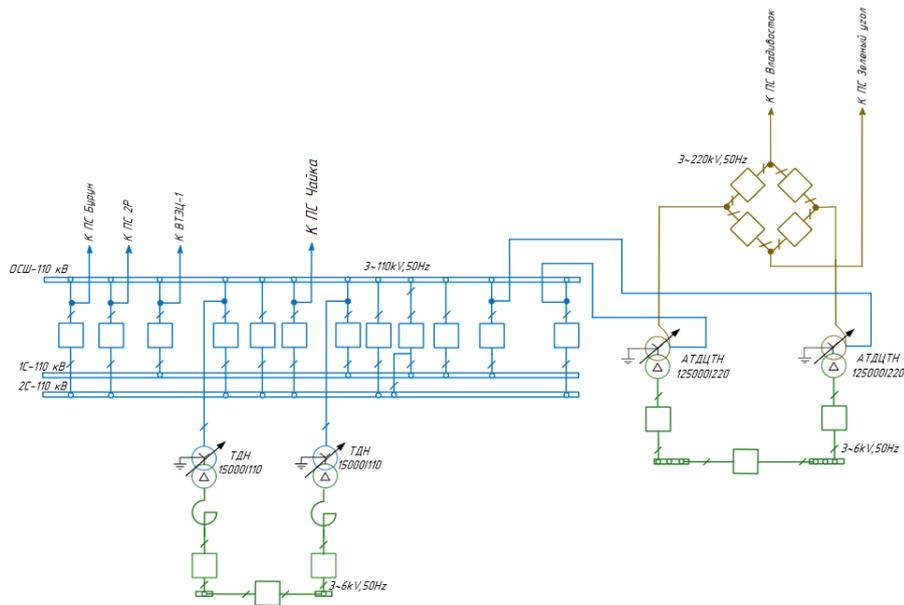


Рисунок 2 – Электрическая схема подстанции Волна

Артёмовская тепловая электростанция с установленной мощностью 400 кВт, тепловой мощностью 297 гкал/ч, является паротурбинной станцией с комбинированным выработком электроэнергии и тепла. Количество часов, затраченных на работу станции, варьируется от 5500 до 6000 ч в год. Поперечные связи между потоками воды и пара выполняются по продольной схеме. Уголь используется в качестве топлива. На станции установлены четыре турбогенератора по 100 кВт каждый.

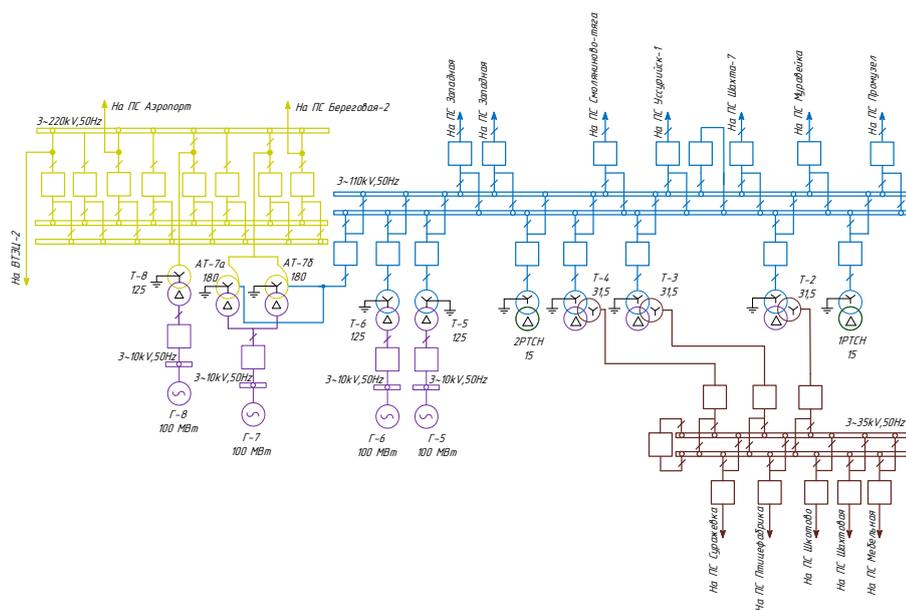


Рисунок 3 – Электрическая схема АТЭС

Схемы РУ и мощность каждой подстанции приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ ПС

Наименование Подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. x МВА	Схема распределительного устройства
1	2	3
Чайка	2x16	ОРУ 110/35/6 кВ - Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 9)
Спутник	2x25	ОРУ 110/35/6 – Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№ 4Н)
Промузел	2x25	ОРУ 110/6 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№ 5Н)
Океанская	2x6,3	ОРУ 35/6 кВ – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (№4Н)
Сахарный ключ	2x16	ОРУ 35/6 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№ 5Н)

Данные по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, а также данные о сроке службы трансформаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Загрузка трансформаторов

Наименование подстанции	Коэффициент загрузки в нормальном режиме, %	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, %	Срок службы трансформатора
1	2	3	4
Чайка	T1-49,13; T2-48,96	98,09	более 25 лет
Спутник	T1-45,79; T2-49,78	95,57	более 25 лет
Промузел	T1-45,92; T2-51,46	97,38	более 25 лет
Океанская	T1-56,03; T2-27,13	83,15	более 25 лет
Сахарный ключ	T1-34,24; T2-42,42	76,66	более 25 лет

Из таблицы 3 видно, что трансформаторы на всех ПС находятся в нормальном состоянии, есть необходимость проверить загруженность трансформатора с учетом прогноза нагрузки на 5 лет.

Характеристики ЛЭП района реконструкции приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка и сечение провода	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	110	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	110	АС-120/1,86; М-70/4,5	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	110	АС-120/2,65; М-70/3,71	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	110	АС-120/1,58; М-70/23,41	337	435
КЛ Чайка – Океанская	35	АПвП2г 1x240/1,72	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	35	АПвП2г 1x240/1,7	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	35	АС-120/0,32; АПвП2г 1x240/1,67	375	484

Из таблицы 4 видны недостатки выбранного эквивалента. ВЛ Волна – Чайка выполнена разными марками проводов, одни из них которых находится в габаритах 220 кВ, на линиях от Чайки до Артемовской ТЭЦ проложен провод старой марки М-70. На подстанциях наблюдается устаревшее оборудование.

### 1.3 Выбор эквивалента электрической сети и анализ режимов

Для выполнения работы выбираем эквивалент сети, который включает в себя подстанции: Волна, Чайка, Океанская, Сахарный ключ, Спутник, Промузел, АТЭЦ. Источниками питания являются ПС Волна и Артемовская ТЭЦ. Для того чтобы проверить достоверность выбранного эквивалента необходимо выполнить расчет установившегося режима по контрольным замерам. На рисунке 4 показан граф электрической сети.

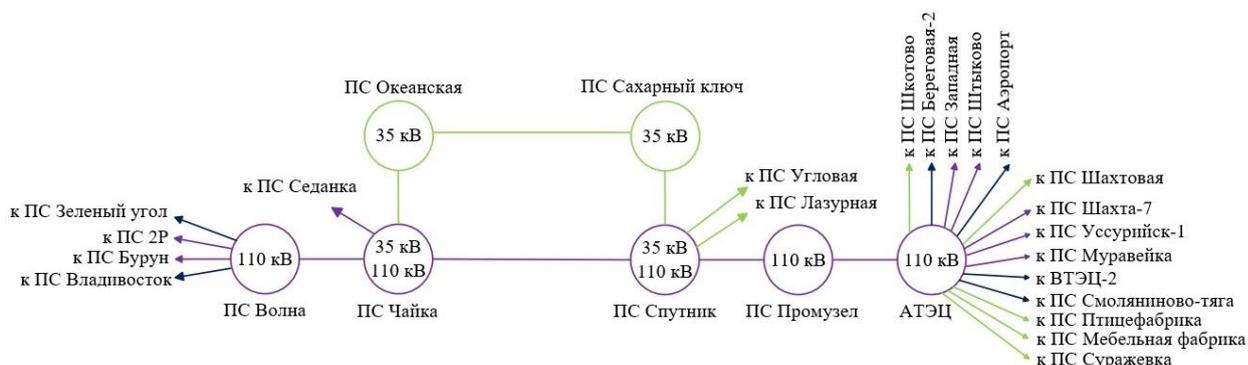


Рисунок 4 – Граф рассматриваемого участка электрической сети

Однолинейная схема существующей сети выбранного эквивалента показана в графической части на листе 1.

В ВКР для расчета режимов применяется ПВК RastrWin 3 [10].

Для расчетов режимов необходимо произвести расчет параметров элементов электрической сети: сопротивления, проводимости, как для линий, так и для трансформаторов, а также расчет коэффициента трансформации для силовых трансформаторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление, Ом/км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная проводимость линии:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Активная проводимость линии:

$$G_{ВЛ} = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где  $g_0$  – погонная активная проводимость, мкСм/км.

Коэффициенты трансформации:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1, \quad (7)$$

где  $U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивная проводимость трансформаторов:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

Активная проводимость трансформаторов:

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности. Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

В таблицах 5, 6 приведены данные для расчета режимов.

Таблица 5 – Параметры узлов

Тип	N	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, Мвар	Pг, МВт	Qн, Мвар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	Артемовская ТЭЦ	110	152	60,8	0	0	0	0	0
Ген	2	АТЭЦ Г-5	10	9,5	7,9	109,6	67,7	10,5	-500	500
Ген	3	АТЭЦ Г-6	10	10	8,1	94,0	66,9	10,5	-500	500
Нагр	4	ВН ПС Промузел	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	НН ПС Проузел 1	6	13,1	2,3	0	0	0	0	0
Нагр	6	НН ПС Проузел 2	6	13,1	2,3	0	0	0	0	0
Нагр	7	ВН ПС Спутник	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	8	Нейтр ПС Спутник 1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	9	Нейтр ПС Спутник 2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	10	СН ПС Спутник 1	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	11	СН ПС Спутник 2	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	12	НН ПС Спутник 1	6	12,8	3,0	0	0	0	0	0
Нагр	13	НН ПС Спутник 2	6	12,8	3,0	0	0	0	0	0
Нагр	14	ВН ПС Чайка	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	15	Нейтр ПС Чайка 1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	16	Нейтр ПС Чайка 2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	СН ПС Чайка 1	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	СН ПС Чайка 2	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	НН ПС Чайка 1	6	13,4	3,8	0	0	0	0	0
Нагр	20	НН ПС Чайка 2	6	13,4	3,8	0	0	0	0	0
База	21	ВН ПС Волна 220 кВ	220	0	0	101,6	34,0	220	-500	500
Нагр	22	Нейтр ПС Волна 220 кВ	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	23	Нейтр ПС Волна 220 кВ	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	26	НН ПС Волна 220 кВ	6	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	27	НН ПС Волна 220 кВ	6	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	28	ВН ПС Волна 110 кВ	110	16,3	6,5	0	0	0	0	0
Нагр	29	НН ПС Волна 110 кВ	6	8,2	3,8	0	0	0	0	0
Нагр	30	НН ПС Волна 110 кВ	6	8,2	3,8	0	0	0	0	0
Нагр	31	ВН ПС Океанская	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	32	НН ПС Океанская 1	6	4,4	1,8	0	0	0	0	0
Нагр	33	НН ПС Океанская 2	6	4,4	1,8	0	0	0	0	0
Нагр	34	ВН ПС Сахарный ключ	35	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	35	НН ПС Сахарный ключ 1	6	5,3	2,1	0	0	0	0	0
Нагр	36	НН ПС Сахарный ключ 2	6	5,3	2,1	0	0	0	0	0

Таблица 6 – Параметры ветвей

Тип	N нач	N кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	Kт/r
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	1	2	Артемовская ТЭЦ - АТЭЦ Г-5	0,37	12,3	46,9	8,2	0,091
Тр-р	1	3	Артемовская ТЭЦ - АТЭЦ Г-6	0,37	12,3	46,9	8,2	0,091
ЛЭП	1	4	Артемовская ТЭЦ - ВН ПС Промузел	1,06	3,8	-22,9	0	0
Тр-р	4	5	ВН ПС Промузел - НН ПС Проузел 1	2,54	55,9	13,2	2,04	0,059
Тр-р	4	6	ВН ПС Промузел - НН ПС Проузел 2	2,54	55,9	13,2	2,04	0,059
ЛЭП	4	7	ВН ПС Промузел - ВН ПС Спутник	1,58	2,71	-16,9	0	0
Тр-р	7	8	ВН ПС Спутник - Нейтр ПС Спутник 1	1,5	56,9	13,2	2,34	1
Тр-р	7	9	ВН ПС Спутник - Нейтр ПС Спутник 2	1,5	56,9	13,2	2,34	1
Тр-р	8	10	Нейтр ПС Спутник 1 - СН ПС Спутник 1	1,5	0	0	0	0,358
Тр-р	8	12	Нейтр ПС Спутник 1 - НН ПС Спутник 1	1,5	35,7	0	0	0,060
Тр-р	9	11	Нейтр ПС Спутник 2 - СН ПС Спутник 2	1,5	0	0	0	0,347
Тр-р	9	13	Нейтр ПС Спутник 2 - НН ПС Спутник 2	1,5	35,7	0	0	0,059
ЛЭП	7	14	ВН ПС Спутник - ВН ПС Чайка	1,58	2,71	-16,9	0	0
Тр-р	14	15	ВН ПС Чайка - Нейтр ПС Чайка 1	2,6	88,9	12,1	1,74	1
Тр-р	14	16	ВН ПС Чайка - Нейтр ПС Чайка 2	2,6	88,9	12,1	1,74	1
Тр-р	15	17	Нейтр ПС Чайка 1 - СН ПС Чайка 1	2,6	0	0	0	0,352
Тр-р	15	19	Нейтр ПС Чайка 1 - НН ПС Чайка 1	2,6	52	0	0	0,060
Тр-р	16	18	Нейтр ПС Чайка 2 - СН ПС Чайка 2	2,6	0	0	0	0,358
Тр-р	16	20	Нейтр ПС Чайка 2 - НН ПС Чайка 2	2,6	52	0	0	0,060
ЛЭП	14	28	ВН ПС Чайка - ВН ПС Волна 110 кВ	1,05	3,55	-24,7	0	0
Тр-р	22	28	Нейтр ПС Волна 220 кВ - ВН ПС Волна 110 кВ	0,48	0	0	0	0,5
Тр-р	23	28	Нейтр ПС Волна 220 кВ - ВН ПС Волна 110 кВ	0,48	0	0	0	0,5
Тр-р	21	22	ВН ПС Волна 220 кВ - Нейтр ПС Волна 220 кВ	0,55	59,2	11,8	1,2	1
Тр-р	21	23	ВН ПС Волна 220 кВ - Нейтр ПС Волна 220 кВ	0,55	59,2	11,8	1,	1
Тр-р	28	29	ВН ПС Волна 110 кВ - НН ПС Волна 110 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,057
Тр-р	28	30	ВН ПС Волна 110 кВ - НН ПС Волна 110 кВ	4,38	86,7	8,5	1,4	0,057
Тр-р	22	26	Нейтр ПС Волна 220 кВ - НН ПС Волна 220 кВ	3,2	131	0	0	0,028

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	23	27	Нейтр ПС Волна 220 кВ - НН ПС Волна 220 кВ	3,2	131	0	0	0,028
ЛЭП	18	31	СН ПС Чайка 2 - ВН ПС Океанская	0,43	0,71	0	0	0
Тр-р	31	32	ВН ПС Океанская - НН ПС Океанская 1	1,4	14,6	46,3	7,5	0,177
Тр-р	31	33	ВН ПС Океанская - НН ПС Океанская 2	1,4	14,6	46,3	7,5	0,177
ЛЭП	31	34	ВН ПС Океанская - ВН ПС Сахарный ключ	0,42	0,70	0	0	0
Тр-р	34	35	ВН ПС Сахарный ключ - НН ПС Сахарный ключ 1	0,45	8,4	65,2	13,3	0,174
Тр-р	34	36	ВН ПС Сахарный ключ - НН ПС Сахарный ключ 2	0,45	8,4	65,2	13,3	0,174
ЛЭП	34	10	ВН ПС Сахарный ключ - СН ПС Спутник 1	0,5	0,82	0	0	0

В таблицах 7, 8 показаны значения токовых нагрузок линий и расчетные значения напряжений в узлах при максимальных нагрузках.

Таблица 7 – Токовые нагрузки линий

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -25°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС- 120/0,47	423	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	313	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	289	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	319	337	435
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2г 1x240/1,7	121	422	422
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2г 1x240/1,72	108	240	240
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2г 1x240/1,67	262	375	484

Таблица 8 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	110,22	0,22
ПС Волна 6 кВ	6	6,14	2,26
ПС Промузел 110 кВ	110	106,61	3,08
ПС Промузел 6 кВ	6	6,24	4,00
ПС Спутник 110 кВ	110	106,73	2,97
ПС Спутник 35 кВ	35	36,12	3,21
ПС Спутник 6 кВ	6	6,04	0,70
ПС Чайка 110 кВ	110	107,78	2,02
ПС Чайка 35 кВ	35	35,80	2,29
ПС Чайка 6 кВ	6	5,92	1,36
ПС Океанская 35 кВ	35	35,68	1,93
ПС Океанская 6 кВ	6	6,11	1,79
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	35,80	2,29
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	6,17	2,77

Сравним напряжения, взятые с контрольных замеров и расчетные напряжения с режима для подтверждения действительности эквивалента сети.

Таблица 9 – Сравнительный анализ напряжений

Название	С контрольных замеров напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	116,01	110,22	4,99
ПС Волна 6 кВ	5,87	6,14	4,60
ПС Промузел 110 кВ	111,72	106,61	4,47
ПС Промузел 6 кВ	5,77	6,24	8,14
ПС Спутник 110 кВ	112,32	106,73	4,97
ПС Спутник 35 кВ	34,19	36,12	5,64
ПС Спутник 6 кВ	5,77	6,04	4,67
ПС Чайка 110 кВ	113,76	107,78	5,25
ПС Чайка 35 кВ	33,47	35,80	6,96
ПС Чайка 6 кВ	5,69	5,92	4,04
ПС Океанская 35 кВ	33,86	35,68	5,37
ПС Океанская 6 кВ	5,81	6,11	5,16
ПС Сахарный ключ 35 кВ	33,92	35,80	5,54
ПС Сахарный ключ 6 кВ	5,84	6,17	5,65

Исходя из таблицы 9 можно утверждать, что выбранный эквивалент является верным и можно продолжать работу.

Проведем ряд расчетов послеаварийных режимов, для выявления проблемных участков сети. ВЛ Волна – Чайка и ВЛ Промузел – Артемовская ТЭЦ являются головными участками, т.е. самыми загруженными, в рассматриваемом эквиваленте.

Режим максимальных нагрузок для зимнего периода, допустимые токи берутся при температуре - 20 °С.

1. Режим отключения ВЛ 110 кВ Промузел – Артемовская ТЭЦ.

Таблица 10 – Токowe нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токoвая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°С	при t -20°С
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	517	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	324	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	104	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	-	337	435
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2г 1x240/1,72	107	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2г 1x240/1,7	138	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2г 1x240/1,67	287	375	484

Таблица 11 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	106,00	3,64
ПС Волна 6 кВ	6	5,92	1,33
ПС Промузел 110 кВ	110	101,06	8,13

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ПС Промузел 6 кВ	6	5,92	1,36
ПС Спутник 110 кВ	110	101,53	7,70
ПС Спутник 35 кВ	35	34,57	1,24
ПС Спутник 6 кВ	6	5,86	2,25
ПС Чайка 110 кВ	110	102,99	6,38
ПС Чайка 35 кВ	35	34,66	0,97
ПС Чайка 6 кВ	6	5,81	3,23
ПС Океанская 35 кВ	35	33,64	3,89
ПС Океанская 6 кВ	6	5,73	4,45
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	33,77	3,51
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	5,83	3,88

Таблицы показывают, что токовая нагрузка на линии Волна - Чайка находится в пределах длительно допустимых и составляет 83,5%. Отклонение напряжения от нормы не превышает 10%.

2. Режим отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка.

Таблица 12 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	-	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	378	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	602	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	350	337	435
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2г 1x240/1,72	95	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2г 1x240/1,7	152	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2г 1x240/1,67	297	375	484

Таблица 13 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	99,99	9,10
ПС Волна 6 кВ	6	5,75	4,14
ПС Промузел 110 кВ	110	105,36	4,21
ПС Промузел 6 кВ	6	6,27	4,43
ПС Спутник 110 кВ	110	102,72	6,61
ПС Спутник 35 кВ	35	34,51	1,41
ПС Спутник 6 кВ	6	5,86	2,37
ПС Чайка 110 кВ	110	101,06	8,12
ПС Чайка 35 кВ	35	34,66	0,97
ПС Чайка 6 кВ	6	5,81	3,23
ПС Океанская 35 кВ	35	33,64	3,89
ПС Океанская 6 кВ	6	5,73	4,45
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	33,77	3,51
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	5,83	3,88

Из таблиц делаем вывод, что напряжения в узлах и токовые нагрузки ЛЭП находятся в допустимых пределах.

### 3. Режим отключения ПС 35 кВ Океанская.

Таблица 14 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	404	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	262	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	106	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	19	337	435
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2г 1x240/1,72	-	240	240

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2г 1х240/1,7	-	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2г 1х240/1,67	143	375	484

Таблица 15 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	113,10	2,82
ПС Волна 6 кВ	6	6,20	3,35
ПС Промузел 110 кВ	110	109,08	0,84
ПС Промузел 6 кВ	6	6,09	1,46
ПС Спутник 110 кВ	110	109,55	0,41
ПС Спутник 35 кВ	35	35,47	1,34
ПС Спутник 6 кВ	6	6,13	2,15
ПС Чайка 110 кВ	110	110,72	0,66
ПС Чайка 35 кВ	35	36,37	3,91
ПС Чайка 6 кВ	6	6,22	3,64
ПС Океанская 35 кВ	35	-	-
ПС Океанская 6 кВ	6	-	-
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	35,29	0,84
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	6,08	1,28

4. Режим отключения ПС 35 кВ Сахарный ключ.

Таблица 16 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	424	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	198	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	120	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	115	337	435

## Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2Г 1х240/1,72	234	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2Г 1х240/1,7	-	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2Г 1х240/1,67	-	375	484

Таблица 17 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	111,53	1,39
ПС Волна 6 кВ	6	5,14	2,37
ПС Промузел 110 кВ	110	108,55	1,32
ПС Промузел 6 кВ	6	6,06	0,96
ПС Спутник 110 кВ	110	108,70	1,18
ПС Спутник 35 кВ	35	35,90	2,56
ПС Спутник 6 кВ	6	6,20	3,37
ПС Чайка 110 кВ	110	109,35	0,59
ПС Чайка 35 кВ	35	35,87	2,49
ПС Чайка 6 кВ	6	6,13	2,15
ПС Океанская 35 кВ	35	34,76	0,69
ПС Океанская 6 кВ	6	6,03	0,42
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	-	-
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	-	-

При отключении подстанций Океанская и Сахарный ключ напряжения в узлах и токовые нагрузки линий не выходят за пределы допустимых значений.

Графические схемы, рассмотренных выше режимов, показаны в приложении А.

На генераторах АТЭЦ напряжение увеличено до 10%, для соответствия напряжения на подстанциях в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013 [6], допустимое отклонение напряжения должно быть в пределах  $\pm 10\%$  от номинального величины и не превышать максимальное рабочее напряжение.

При реконструкции сети в выбранном эквиваленте, прежде всего необходимо увеличить пропускную способность ВЛ 110 кВ ПС Волна – ПС Чайка, а также на ВЛ ПС Промузел – Артемовская ТЭЦ произвести замену старого провода марки М-70.

## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК С УЧЕТОМ ПРОГНОЗА

Для выполнения реконструкции сети ПС Волна – Артемовская ТЭЦ необходимо знать электрическую нагрузку на подстанциях. Рассчитываем ее при помощи результатов контрольных замеров вероятно-статистическим методом. Пример расчета вероятностных характеристик показан на подстанции Промузел.

Средняя активная мощность определяется:

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i; \quad (10)$$

где  $T$  – период в течении которого производились измерения, равен 24 часа;

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \left[ \begin{array}{l} 19+19+18+18+18+18+20+22 \\ +21+22+20+19+19+17+18+12+ \\ +20+19+19+18+18+15+10+10 \end{array} \right] = 17,8 \text{ MВт};$$

Эффективная мощность определяется:

$$P_{ЭФ} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}; \quad (11)$$

$$P_{ЭФ} = \frac{1}{24} \cdot \sqrt{\left[ \begin{array}{l} 19^2 + 19^2 + 18^2 + 18^2 + 18^2 + 18^2 + 20^2 + 22^2 \\ + 21^2 + 22^2 + 20^2 + 19^2 + 19^2 + 17^2 + 18^2 + 12^2 + \\ + 20^2 + 19^2 + 19^2 + 18^2 + 18^2 + 15^2 + 10^2 + 10^2 \end{array} \right]} = 18,14 \text{ MВт};$$

Для определения максимальной мощности рассчитаем коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ЭФ}}}{P_{\text{СР}}}; \quad (12)$$

$$K_{\phi} = \frac{18,14}{17,8} = 1,02;$$

Максимальная мощность определяется:

$$P_{\text{MAX}} = P_{\text{СР}} \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (14)$$

$$P_{\text{MAX}} = 17,8 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,02^2 - 1}\right) = 24,8 \text{ MВт};$$

В таблице 18 представлены нагрузки подстанций, взятые по результатам контрольных замеров 2022 года.

Таблица 18 – Нагрузка подстанций

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт		Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр	
	Осенне-зимний период	Весенне-летний период	Осенне-зимний период	Весенне-летний период
Волна	15,4	13,43	7	5,74
Промузел	24,8	9,52	4,4	2,96
Спутник	24,1	8,45	5,6	1,96
Чайка	25,2	9,7	7,1	2,73
Океанская	8,18	2,18	3,27	0,87
Сахарный ключ	9,93	6,11	3,97	2,44

Результат расчета вероятностно-статических характеристик показан в таблице 19.

Таблица 19 – Вероятностные характеристики подстанций

Подстанция	Время	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\max}$ , МВар	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$Q_{\text{эф}}$ , МВар
Волна	Зима	15,4	11	11,22	7	5,1	5,2
	Лето	13,43	11,19	13,09	5,74	4,78	5,6
Промузел	Зима	24,8	17,8	18,14	4,4	3,14	3,2
	Лето	12,78	10,65	12,46	2,96	2,47	2,89
Спутник	Зима	24,1	17,2	17,54	5,6	4	4,08
	Лето	8,45	7,04	8,24	1,96	1,63	1,91
Чайка	Зима	25,2	18	18,36	7,1	5,07	5,17
	Лето	9,7	8,08	9,46	2,73	2,28	2,66
Океанская	Зима	8,18	7,71	7,72	3,27	3,09	3,09
	Лето	2,18	1,99	2,01	0,87	0,80	0,80
Сахарный ключ	Зима	9,93	9,17	9,20	3,97	3,67	3,68
	Лето	6,11	5,24	5,32	2,44	2,10	2,13

Спрогнозируем рост нагрузок на 5 лет, связанный с увеличением нагрузки потребителей, для правильно выбора оборудования при реконструкции сети.

Прогнозируемая нагрузка определяется:

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (15)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,013 [32];

$t_{\text{прог}}$  – год для которого определяется электрическая нагрузка;

$t$  – год в который снимался первый замер.

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = 17,8 \cdot (1 + 0,013)^5 = 18,67 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}; \quad (16)$$

$$P_{эф} = 18,67 \cdot 1,02 = 19,04 \text{ МВт};$$

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot k_{\max}; \quad (17)$$

$$P_{\max} = 18,67 \cdot 1,4 = 26,14 \text{ МВт};$$

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot k_{ф}; \quad (18)$$

$$Q_{эф} = 3,35 \cdot 1,02 = 3,42 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot k_{\max}; \quad (19)$$

$$Q_{\max} = 3,35 \cdot 1,4 = 4,69 \text{ Мвар}.$$

Для остальных ПС рассчитывается аналогично, результат представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	Время	$P_{\max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар
Волна	Зима	16,42	11,73	11,96	7,62	5,44	5,55
	Лето	6,33	5,28	6,18	1,79	1,49	2,09
Промузел	Зима	26,14	18,67	19,04	4,69	3,35	3,42
	Лето	7,1	5,92	6,93	2,01	1,67	2,34
Спутник	Зима	25,69	18,35	18,72	5,99	4,27	4,35
	Лето	9,89	9,89	9,64	2,79	2,33	3,26
Чайка	Зима	26,88	19,2	19,58	7,58	5,41	5,52
	Лето	10,35	8,63	10,09	2,92	2,43	3,42
Океанская	Зима	8,76	8,26	8,27	3,50	3,30	3,31
	Лето	2,34	2,13	2,15	0,93	0,85	0,86
Сахарный ключ	Зима	10,63	9,82	9,84	4,25	3,93	3,94
	Лето	6,54	5,61	5,70	2,61	2,25	2,28

Спрогнозированная нагрузка необходима для дальнейшего выбора воздушных линий и трансформаторов, для расчета режимов сети, после реконструкции оптимального варианта электрической сети, расчетов ТКЗ, и выбора оборудования на подстанции.

### 3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

По данным, приведенным в п.1.3 можно сделать следующие выводы: для реконструкции сети, выбранной в качестве эквивалента, прежде всего необходимо увеличить пропускную способность линий и заменить старое оборудование на новое. С учетом этого приведены следующие варианты реконструкции сетей:

Вариант 1: ВЛ Промузел – АТЭЦ в двухцепном исполнении, где происходит замена проводов марки М-70 на провода с большим сечением вследствие чего необходимо провести реконструкцию РУ ВН ПС Промузел из-за увеличения количества присоединений.

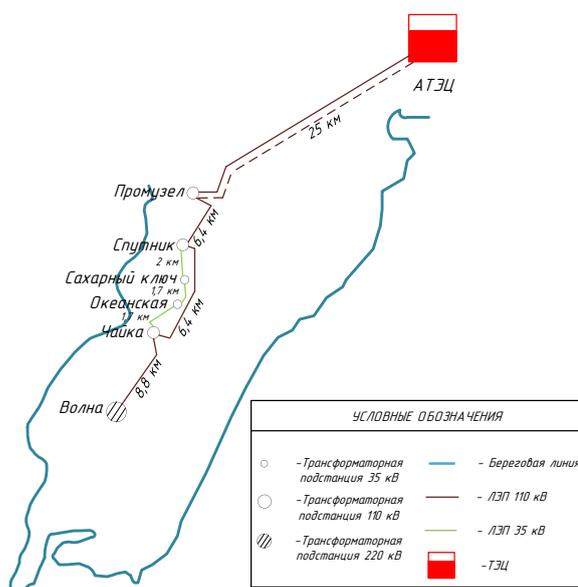


Рисунок 5 – Вариант реконструкции №1

Вариант 2: Для повышения надежности работы участка энергосистемы электропитания потребителей на ВЛ Артемовская ТЭЦ – ПС Промузел производится замена провода марки М-70 на высокотемпературный провод нового поколения, так как подстанции находятся в окраинах городов.

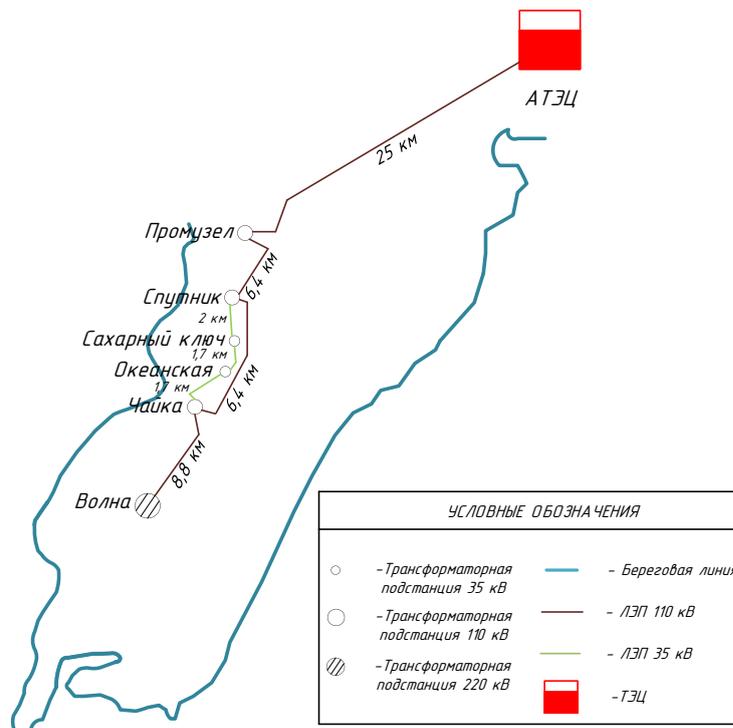


Рисунок 6 – Вариант реконструкции №2

Вариант 3: Реконструкция РУ ВН ПС Чайка проводится в связи с ростом числа подключений. ВЛ 110 кВ Волна – Чайка осуществляется в двухцепном исполнении для повышения надежности сети.

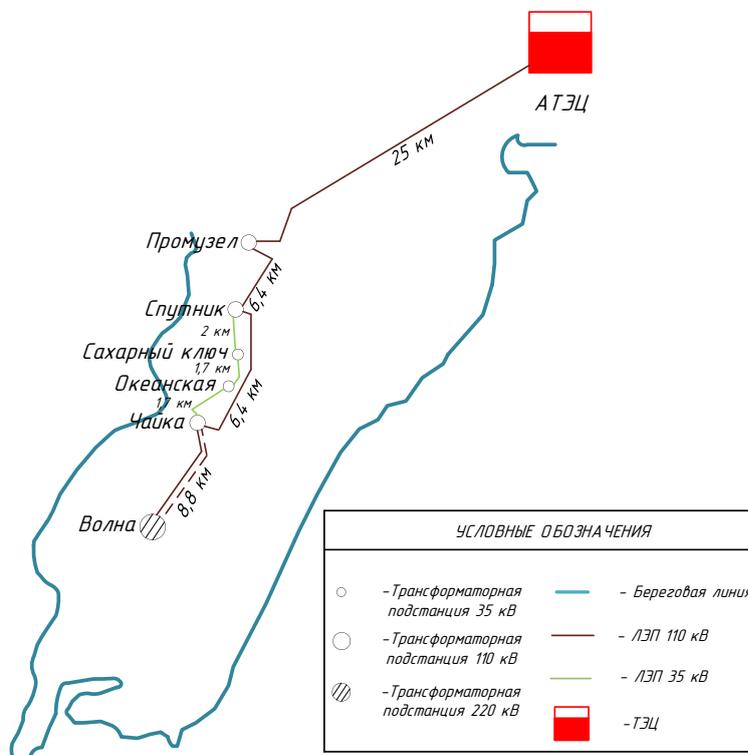


Рисунок 7 – Вариант реконструкции №3

Вариант 4: Перевод ПС Чайка на напряжение 220 кВ, путем подключения в рассечку ВЛ 220 кВ ПС Волна – ПС Владивосток. Реконструкция РУ ПС Чайка в связи с увеличением числа линий.

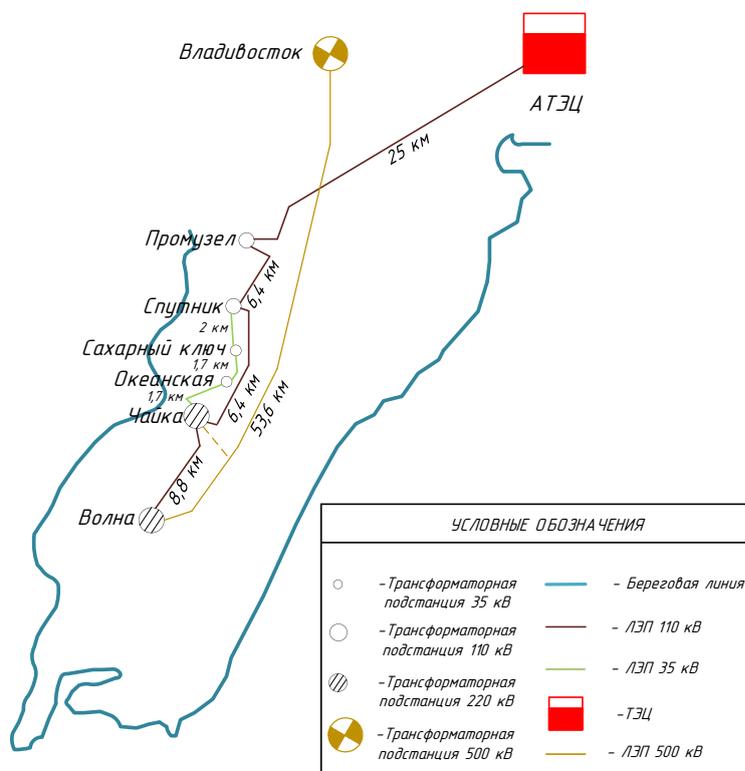


Рисунок 8 – Вариант реконструкции №4

В таблице 21 показаны длина участков и количество выключателей, для реконструкции и монтажа линий всех выше указанных вариантов.

Таблица 21 – Реконструкция и монтаж

Реконструкция		Монтаж	
Длина линии, км	Количество выключателей, шт	Длина линии, км	Количество выключателей, шт
Вариант №1			
-	1	25	-
Вариант №2			
-	-	25	-
Вариант №3			
-	1	8,8	-
Вариант №4			
-	8	2,7	-

В варианте №4 необходимо привести выключатели и длину линий 220 кВ к номинальному напряжению 110 кВ.

Цена на 1 выключатель 220 кВ – 9 млн. руб;

Цена на 1 выключатель 110 кВ – 5 млн. руб [20].

$$n_{220}^{110} = n_{220} \cdot \frac{C_{220}}{C_{110}} = n_{220} \cdot \frac{9}{5}; \quad (20)$$

$$n_{220}^{110} = 22 \cdot \frac{9}{5} = 39,6 \approx 40 \text{ шт};$$

$$n_{110} = 40 + 88 = 128 \text{ шт};$$

Цена 1 км линии 220 кВ – 4 млн. руб.

Цена 1 км линии 110 кВ – 3 млн. руб [20].

$$L_{220}^{110} = L_{220} \cdot \frac{C_{Л220}}{C_{Л110}} = L_{220} \cdot \frac{4}{3} \quad (21)$$

$$L_{220}^{110} = 2,7 \cdot \frac{4}{3} = 3,6 \text{ км};$$

$$L_{110} = 55,6 + 3,6 = 59,2 \text{ км};$$

Покажем длину участков в таблицу 22 для всех вариантов.

Таблица 22 – Длина участков

Участок сети	Длина, км			
	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	2	3	4	5
Волна – Чайка	8,8	8,8	17,6	8,8
Чайка – Спутник	6,4	6,4	6,4	6,4
Спутник – Промузел	6,4	6,4	6,4	6,4

## Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
Промузел – Артемовская ТЭЦ	50,0	25	25	25
Чайка – Океанская	1,7	1,7	1,7	1,7
Океанская – Сахарный ключ	1,7	1,7	1,7	1,7
Сахарный ключ – Спутник	2,0	2,0	2,0	2,0
Чайка – ВЛ ПС Волна-Владивосток	-	-	-	3,6

Приведем количество выключателей каждой подстанции в таблицу 23.

Таблица 23 – Количество выключателей сети

Подстанция	Количество выключателей, шт			
	1 вар-т	2 вар-т	3 вар-т	4 вар-т
1	2	3	4	5
Волна	21	21	22	28
Чайка	12	12	15	22
Спутник	16	16	16	16
Промузел	7	6	6	6
АТЭЦ	26	25	25	43
Океанская	8	8	8	8
Сахарный ключ	6	6	6	6

В таблице 24 показано итоговая длина линии и итоговое количество выключателей.

Таблица 24 – Итоговая таблица

Итог	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
Длина	77,0	52,0	60,8	55,6
Выключатели	96	94	98	129

Из таблицы 24 видно, что для дальнейшей реконструкции выбираем варианты №2 и №3, однолинейные схемы, которых представлены в графической части на листе 2.

Анализ вариантов конфигурации электрической сети заключается реконструкции РУ ВН ПС Чайка, на остальных ПС РУ остаются прежними, а также в выборе номинального напряжения, силовых трансформаторов, устройств для КРМ и в выборе сечений ВЛ и КЛ.

### 3.2 Выбор номинального напряжения

Для определения рационального напряжения используют номограммы [20]. Необходимо знать активную мощность и длину, рассматриваемого участка. В таблице 25 показана пропускная способность воздушных линий 35-110 кВ.

Таблица 25 – Пропускная способность ВЛ 35-110 кВ

Номинальное напряжение линии, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
35	5-15	30-60
110	25-50	50-150

Для вариантов №2 и №3 номинальное напряжение сети остаются теми же – 35-110 кВ.

В варианте №3 нужно выбрать РУ ВН ПС Чайка, исходя из требований к надежности и количеству отходящих линий, а также класса номинального напряжения. Выбор РУ показан в таблице 26.

Таблица 26 – Тип распределительного устройства ПС Чайка

Подстанция	Номинальное напряжение, кВ	Тип РУ ВН	Количество выключателей
Чайка	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (№12)	7

### 3.3 Компенсация реактивной мощности

Пример расчета требуемой мощности КУ для ПС Чайка:

$$Q_{mp} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (22)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент принимаем равным 0,4 в соответствии с приказом №380 [12].

Максимальные значения активной и реактивной мощности приведены в таблице 19, п.2.

$$Q_{mp} = 26,88 \cdot 0,4 = 10,75$$

$$Q_{KVi} = Q_{maxi} - Q_{npi}; \quad (23)$$

$$Q_{KV} = 7,58 - 10,75 = -3,17$$

Расчет для других подстанции выполнен аналогичным образом, из расчетов видно, что требуемая мощность компенсирующих устройств отрицательна или равна нулю, значит компенсация реактивной мощности на подстанциях в рассматриваемом эквиваленте сети не требуется.

### **3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи**

На ВЛ 110 кВ ПС Промузел – Артемовская ТЭЦ вариант №2 предусматривает замену провода старой марки М-70 на высокотемпературный ПНП.

Основными требованиями, предъявляемыми к ПНП, являются:

- максимально высокая электропроводность;
- максимально высокая механическая прочность;
- небольшая погонная масса;
- малые температурные удлинения;
- устойчивость к старению и ветровым воздействиям [22].

В проводах нового поколения в большинстве случаев в качестве материала токопроводящей части используются термостойкие алюминиевые сплавы, что обеспечивает длительную эксплуатацию проводов при температурах 150 °С и более. Это позволяет выдерживать значительно большую токовую нагрузку в сравнении с проводами АС. Конструкция токопроводящей части проводов нового поколения может быть выполнена из нескольких слоев проволок круглой формы либо компактированной - пластическое обжатие повивов, либо из проволок профилированной формы (трапецеидальные, Z-образные) [22].

Провод нового поколения будем выбирать по длительно допустимому току в варианте №2 на участке Промузел – Артемовская ТЭЦ.

Из расчета режима наиболее тяжелого послеаварийного режима длительно допустимая токовая нагрузка равна:

$$I_{ддтн} = 619,9 \text{ А}; \quad (24)$$

Длительно допустимый ток ПНП марки АСку 185/24:

$$I_{доп} = 705 \text{ А}; \quad (25)$$

Выбираем ПНП марки АСку 185/24, т.к. в нормальном и послеаварийном режиме его токовая загрузка не превышает допустимых пределов.

Компактированный ПНП АСку - провод неизолированный, компактированный, соответствует требованиям. Провода состоят из стального сердечника и нескольких концентрических повивов профилированных алюминиевых проволок трапециевидной формы. Сердечник провода АСк2у состоит из стальных проволок с цинко-алюминиевым покрытием, изготовленных в соответствии со стандартом [22].

Таблица 27 – Технические характеристики ПНП АСку

Линия	Промузел – АТЭЦ
Марка	АСку 185/24
Длина, км	25
Длительно допустимый ток, А	705
Длительно допустимая температура провода, °С	90
Расчетный ток, А	195
Ток в послеаварийном режиме, А	619,9

На ВЛ 110 кВ ПС Волна – ПС Чайка, третий вариант предусматривает сооружение второй линии, то необходимо выбрать марку и сечение провода.

Расчет проводится по методу экономических токовых интервалов.

Расчетное значение тока равно:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (26)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, который учитывает рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 кВ принимаем равным 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, который зависит от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, принимаем равным 1 [20];

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

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (27)$$

где  $P$  – поток максимальной активной мощности текущей по линии;

$Q$  – поток максимальной реактивной мощности, текущей по линии;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение сети;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей.

Для расчетов потоков мощности в сети использованы значения, взятые из максимального режима работы сети в программе ПВК RastrWin 3.

Максимальный ток, текущий по линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{72,2^2 + 2,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,379 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,379 = 0,398 \text{ кА}$$

Согласно [20] выбираем провод АС-240/32 на ВЛ 110 кВ ПС Волна – ПС Чайка.

### 3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции электрической сети

На реконструируемой ПС Чайка стоит трансформатор марки ТДТН-16000/110. Необходимо проверить его по коэффициентам загрузки в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режиме.

Значения для расчетов приведены в таблице 19, п.2, с учетом нагрузки на СН и НН трансформатора.

В нормальном режиме работы коэффициент:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}}, \quad (28)$$

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{19,2^2 + 5,41^2}}{2 \cdot 16} = 0,62$$

Коэффициент загрузки должен быть в диапазоне от 0,5 до 0,75 [20].

В послеаварийном режиме работы коэффициент:

$$K_3^{П.А.} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (29)$$

$$K_3^{П.А.} = \frac{\sqrt{19,2^2 + 5,41^2}}{(2-1) \cdot 16} = 1,25$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме  $K_3^{П.А.} \geq 1,4$  [20].

В качестве примера с учетом прогноза нагрузок расчет показан на ПС Чайка. Коэффициенты загрузки и срок службы трансформатора находятся в допустимых пределах, следовательно, на ПС Чайка замена трансформатора не требуется. Для остальных подстанций проверка аналогичная, трансформаторы в замене не нуждаются.

#### 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Экономическим критериям для сравнения вариантов являются статические приведённые затраты. Расчет выполняется по данному показателю, для определения наиболее оптимального варианта реконструкции с технико-экономической точки зрения.

Для определения экономических критериев необходимо вычислить: капитальные вложения, эксплуатационные издержки и принять норму дисконта.

В соответствие с данными приведенными в таблице 24 п.3.1 конкурентно способными являются вариант №2 и №3.

При выполнении расчетов капиталовложений для варианта №2 считаем, что необходимо строительство новой ЛЭП длиной 25 км для проводов нового поколения.

Для варианта №3 учитываем, строительство ВЛ 110 кВ ПС Волна-Чайка, а также реконструкцию ПС Чайка, в связи с увеличением числа присоединений.

Итоговые капиталовложения на демонтаж участка сети, тыс. руб.:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (30)$$

где  $K_{демЛЭП}$  – стоимость демонтажа ЛЭП;

$K_{демПС}$  – стоимость демонтажа оборудования на ПС [20];

$K_{ИНФ}$  – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61 относительно 2000 года [32];

$K_{ЗОН}$  – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,3 [32].

Капиталовложения на демонтаж ВЛ равны нулю, так как в обоих вариантах требуется строительство новой ЛЭП.

На демонтаж оборудования подстанции затраты равны, тыс. руб.:

$$K_{демПС} = K_{демТр} + K_{демВыкл}, \quad (31)$$

где  $K_{демТр}$  – стоимость демонтажа трансформаторов;

$K_{демВыкл}$  – стоимость демонтажа выключателей [20].

Затраты на демонтаж ПС в варианте №2 равны нулю, т.к. схема РУ остается прежней.

Результаты расчетов капиталовложений на демонтаж участков всех рассматриваемых вариантов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчетов капиталовложений на демонтаж участков

Вариант №2	Вариант №3
$K_{дем}$ , тыс. руб.	$K_{дем}$ , тыс. руб.
0	196,39

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, тыс. руб.:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (32)$$

Капиталовложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{Тр} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (33)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость КУ, зависит от мощности;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$K_{пост}$  – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{от.з.}$  – затраты на отвод земли [20].

Капитальные затраты на сооружения ПС равны нулю в обоих вариантах.

Капиталовложения на строительство ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma} + n \cdot K, \quad (34)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ЛЭП;

$n$  – количество новых опор;

$K$  – удельная стоимость одной опоры [20].

Результаты расчетов капиталовложений на сооружение электрической сети рассматриваемых вариантов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты расчетов капиталовложений на сооружение

Вариант №2	Вариант №3
К, тыс. руб.	К, тыс. руб.
77500,0	38036,39

Нужно рассчитать потери электроэнергии в элементах сети, они равны суммарным потерям в трансформаторах и линиях электропередач.

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (35)$$

Потери в линиях, МВт·ч:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ЛЭП}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{неск}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ЛЭП}} \cdot T_Л, \quad (36)$$

где  $T_3, T_Л$  – количество дней отопительного сезона (зима) и количество дней неотопительного сезона (лето) (246 и 119 дней соответственно);

$P_{\text{ЭФ}}^3, P_{\text{ЭФ}}^Л$  – потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{неск}}^3, Q_{\text{неск}}^Л$  – потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно;

$R_{\text{ЛЭП}}$  – активное сопротивление линии, Ом.

Потери в трансформаторах, МВт·ч:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{неск}}^3)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{неск}}^Л)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_Л + n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_Г, \quad (37)$$

где  $P_{\text{ЭФ}}^3, P_{\text{ЭФ}}^Л$  – эффективные активные мощности ПС за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{неск}}^3, Q_{\text{неск}}^Л$  – некомпенсированные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно;

$R_{\text{ТР}}$  – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$  – потери активной мощности в трансформаторе в режиме ХХ;

$T_Г$  – прием 365 дней.

Т.к. компенсация реактивной мощности в рассматриваемых вариантах отсутствует, то расчет производится по эффективной мощности.

Результаты расчетов потерь электрической энергии в элементах сети представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты расчетов потерь электрической энергии

Вариант №2		Вариант №3	
$\Delta W_{TP}, MВт \cdot ч$	0	$\Delta W_{TP}, MВт \cdot ч$	700,17
$\Delta W_{ЛЭП}, MВт \cdot ч$	242,34	$\Delta W_{ЛЭП}, MВт \cdot ч$	480,10
$\Delta W, MВт \cdot ч$	242,34	$\Delta W, MВт \cdot ч$	1180,27

Рассчитаем эксплуатационные издержки, которые включают в себя ежегодные амортизационные отчисления, принимаем 0,05, эксплуатационные издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования ПС и стоимость потерь электроэнергии.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Определяются через нормы отчислений и капиталовложения:

$$I_{\Delta} = \alpha_{н.лэп} \cdot K_{лэп} + \alpha_{н.пс} \cdot K_{пс}, \quad (39)$$

где  $\alpha_{н.лэп}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{н.пс}$  - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,049 [20].

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (40)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 3,81 руб/кВт·ч [32].

Результаты расчета эксплуатационных издержек сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Результаты расчетов эксплуатационных издержек

Вариант №2		Вариант №3	
$I_{\Sigma}$ , тыс. руб.	620,0	$I_{\Sigma}$ , тыс. руб.	302,72
$I_{\Delta W}$ , тыс. руб.	770,64	$I_{\Delta W}$ , тыс. руб.	3753,27
$I$ , тыс. руб.	1390,69	$I$ , тыс. руб.	4056,04

Статические приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E_{H.д} \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (41)$$

где  $E_{H.д}$  – норма дисконта, принимается равная 0,1;

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

$I_{\Sigma}$  – суммарные издержки.

Результаты расчета статических приведённых затрат рассматриваемых вариантов приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты расчетов статических приведённых затрат

Вариант №2		Вариант №3	
$Z$ , тыс. руб.	9140,69	$Z$ , тыс. руб.	7859,68

Разница статических приведенных затрат между вариантами равняется:

$$\varepsilon = \frac{Z_{(2)} - Z_{(3)}}{Z_{(2)}} \cdot 100\% \quad (42)$$

$$\varepsilon = \left| \frac{9140,69 - 7859,68}{9140,69} \right| \cdot 100\% = 14,01\%$$

К исполнению принят вариант №3, так как является более выгодным по технико-экономическим затратам. Варианте предполагает реконструкция РУ

ВН ПС Чайка из-за увеличения количества присоединений. ВЛ 110 кВ Волна – Чайка осуществляется в двухцепном исполнении для повышения надежности сети.

Подробный расчет технико-экономических показателей представлен в приложение Б.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают из-за нарушения изоляции электрических цепей. Почти все оборудование на подстанции должны быть выбраны с учетом максимального тока, протекающего по ним. В работе расчет ТКЗ будет производиться методом симметричных составляющих, в ПК RastrRZ, для получения наиболее точных результатов [10].

При расчёте ТКЗ необходимо задать сопротивления генераторов и линий прямой и обратной последовательностей.

Основные параметры генераторов, установленных на АТЭЦ показаны в таблице 33.

Таблица 33 – Технические характеристики генераторов

Параметр	Тип генератора
1	2
Активная мощность, МВт	100
Коэффициент мощности	0,85
Полная мощность, МВА	117,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	6475
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191

При расчете ТКЗ требуется знать параметры схемы замещения, которые определяются по ниже указанным формулам.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z.pr} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_H}, \quad (43)$$

где  $X_d''$  – переходное сопротивление генератора;

$S_H$  – полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot X_{z.np} \quad (44)$$

Реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$X_{z.np} = 0,191 \cdot \frac{10,5^2}{117,5} = 0,179 \text{ о.е.}$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности генератора:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot 0,179 = 0,218 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий находятся по формуле:

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (45)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  – длина линии.

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных и двухцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3 [31].

Результаты расчета ТКЗ сведены в таблицы 34-36.

Таблица 34 – Параметры узлов для расчета ТКЗ

Тип	Номер	Название	Уном, кВ
1	2	3	4
у	1	Артемовская ТЭЦ	110
у	2	АТЭЦ Г-5	10
у	3	АТЭЦ Г-6	10
у	4	ВН ПС Промузел	110
у	5	НН ПС Проузел 1	6
у	6	НН ПС Проузел 2	6
у	7	ВН ПС Спутник	110
зак	8	Нейтр ПС Спутник 1	110
зак	9	Нейтр ПС Спутник 2	110
у	10	СН ПС Спутник 1	35

1	2	3	4
у	11	СН ПС Спутник 2	35
у	12	НН ПС Спутник 1	6
у	13	НН ПС Спутник 2	6
у	14	ВН ПС Чайка	110
зак	15	Нейтр ПС Чайка 1	110
зак	16	Нейтр ПС Чайка 2	110
у	17	СН ПС Чайка 1	35
у	18	СН ПС Чайка 2	35
у	19	НН ПС Чайка 1	6
у	20	НН ПС Чайка 2	6
у	21	ВН ПС Волна 220 кВ	220
зак	22	Нейтр ПС Волна 220 кВ	220
зак	23	Нейтр ПС Волна 220 кВ	220
у	26	НН ПС Волна 220 кВ	6
у	27	НН ПС Волна 220 кВ	6
у	28	ВН ПС Волна 110 кВ	110
у	29	НН ПС Волна 110 кВ	6
у	30	НН ПС Волна 110 кВ	6
у	31	ВН ПС Океанская	35
у	32	НН ПС Океанская 1	6
у	33	НН ПС Океанская 2	6
у	34	ВН ПС Сахарный ключ	35
у	35	НН ПС Сахарный ключ 1	6
у	36	НН ПС Сахарный ключ 2	6

Таблица 35 – Параметры ветвей для расчета ТКЗ

Тип	N_нач	N_кон	Название	X, Ом	X <sub>0</sub> , Ом
1	2	3	4	5	6
Тр-р	1	2	Артемовская ТЭЦ - АТЭЦ Г-5	12,3	12,3
Тр-р	1	3	Артемовская ТЭЦ - АТЭЦ Г-6	12,3	12,3
ЛЭП	1	4	Артемовская ТЭЦ - ВН ПС Промузел	3,8	11,4
Тр-р	4	5	ВН ПС Промузел - НН ПС Проузел 1	55,9	55,9
Тр-р	4	6	ВН ПС Промузел - НН ПС Проузел 2	55,9	55,9
ЛЭП	4	7	ВН ПС Промузел - ВН ПС Спутник	2,71	8,13
Тр-р	7	8	ВН ПС Спутник - Нейтр ПС Спутник 1	56,9	56,9
Тр-р	7	9	ВН ПС Спутник - Нейтр ПС Спутник 2	56,9	56,9
Тр-р	8	10	Нейтр ПС Спутник 1 - СН ПС Спутник 1	0	0
Тр-р	8	12	Нейтр ПС Спутник 1 - НН ПС Спутник 1	35,7	35,7

1	2	3	4	5	6
Тр-р	9	11	Нейтр ПС Спутник 2 - СН ПС Спутник 2	0	0
Тр-р	9	13	Нейтр ПС Спутник 2 - НН ПС Спутник 2	35,7	35,7
ЛЭП	7	14	ВН ПС Спутник - ВН ПС Чайка	2,71	8,13
Тр-р	14	15	ВН ПС Чайка - Нейтр ПС Чайка 1	88,9	88,9
Тр-р	14	16	ВН ПС Чайка - Нейтр ПС Чайка 2	88,9	88,9
Тр-р	15	17	Нейтр ПС Чайка 1 - СН ПС Чайка 1	0	0
Тр-р	15	19	Нейтр ПС Чайка 1 - НН ПС Чайка 1	52	52
Тр-р	16	18	Нейтр ПС Чайка 2 - СН ПС Чайка 2	0	0
Тр-р	16	20	Нейтр ПС Чайка 2 - НН ПС Чайка 2	52	52
ЛЭП	14	28	ВН ПС Чайка - ВН ПС Волна 110 кВ	3,55	10,65
ЛЭП	14	28	ВН ПС Чайка - ВН ПС Волна 110 кВ	3,55	10,65
Тр-р	22	28	Нейтр ПС Волна 220 кВ - ВН ПС Волна 110 кВ	0	0
Тр-р	23	28	Нейтр ПС Волна 220 кВ - ВН ПС Волна 110 кВ	0	0
Тр-р	21	22	ВН ПС Волна 220 кВ - Нейтр ПС Волна 220 кВ	59,2	59,2
Тр-р	21	23	ВН ПС Волна 220 кВ - Нейтр ПС Волна 220 кВ	59,2	59,2
Тр-р	28	29	ВН ПС Волна 110 кВ - НН ПС Волна 110 кВ	86,7	86,7
Тр-р	28	30	ВН ПС Волна 110 кВ - НН ПС Волна 110 кВ	86,7	86,7
Тр-р	22	26	Нейтр ПС Волна 220 кВ - НН ПС Волна 220 кВ	131	131
Тр-р	23	27	Нейтр ПС Волна 220 кВ - НН ПС Волна 220 кВ	131	131
ЛЭП	18	31	СН ПС Чайка 2 - ВН ПС Океанская	0,71	2,13
Тр-р	31	32	ВН ПС Океанская - НН ПС Океанская 1	14,6	14,6
Тр-р	31	33	ВН ПС Океанская - НН ПС Океанская 2	14,6	14,6
ЛЭП	31	34	ВН ПС Океанская - ВН ПС Сахарный ключ	0,70	2,1
Тр-р	34	35	ВН ПС Сахарный ключ - НН ПС Сахарный ключ	8,4	8,4
Тр-р	34	36	ВН ПС Сахарный ключ - НН ПС Сахарный ключ	8,4	8,4
ЛЭП	34	10	ВН ПС Сахарный ключ - СН ПС Спутник 1	0,82	2,46

Таблица 36 – Параметры генераторов для расчета ТКЗ

N	Название	N узла	X, Ом	X2, Ом	E, кВ
1	2	3	4	5	6
1	АТЭЦ Г-5	2	0,179	0,218	10,5
2	АТЭЦ Г-6	3	0,179	0,218	10,5

Ударный ток КЗ определяется:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (46)$$

где  $I_{ПО}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент.

По ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках»:

- для КЗ на шинах высокого напряжения –  $K_{y\delta} = 1,8$  и  $T_a = 0,05c$ ;

- для КЗ на шинах СН и НН –  $K_{y\delta} = 1,85$  и  $T_a = 0,06c$ .

Результаты расчета ударного тока КЗ ПС Чайка, указаны в таблице 37.

Таблица 37 – Значения ТКЗ

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$ , кА	$I_{ПО}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}$ , кА
1	2	3	4
ВН ПС Чайка	2,32	1,99	4,62
СН ПС Чайка	3,61	3,13	7,35
НН ПС Чайка	16,11	13,95	27,97

Расчет ТКЗ необходим для выбора и проверки основного оборудования на ПС Чайка после реконструкции, а также для установки РЗА.

## 6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ЧАЙКА

### 6.1 Разработка однолинейной схемы подстанции Чайка

В работе реконструируем только РУ ВН ПС Чайка, РУ СН и РУ НН находятся в оптимальном состоянии по степени надежности. К ВН ПС Чайка подходит три линии, в связи с увеличением числа линий реконструируем РУ, его планируется выполнить открытым, т.к. установка КРУЭ не выгодна, для строительства ОРУ достаточно свободной территории на месте планируемого расположения. Схема ОРУ - № 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Схема обладает высокой надежностью [16]. В графической части на листе 3 приведем подробную однолинейную схему ПС Чайка. Схема ОРУ ВН подстанции Чайка в упрощённом варианте представлена на рисунке 11.

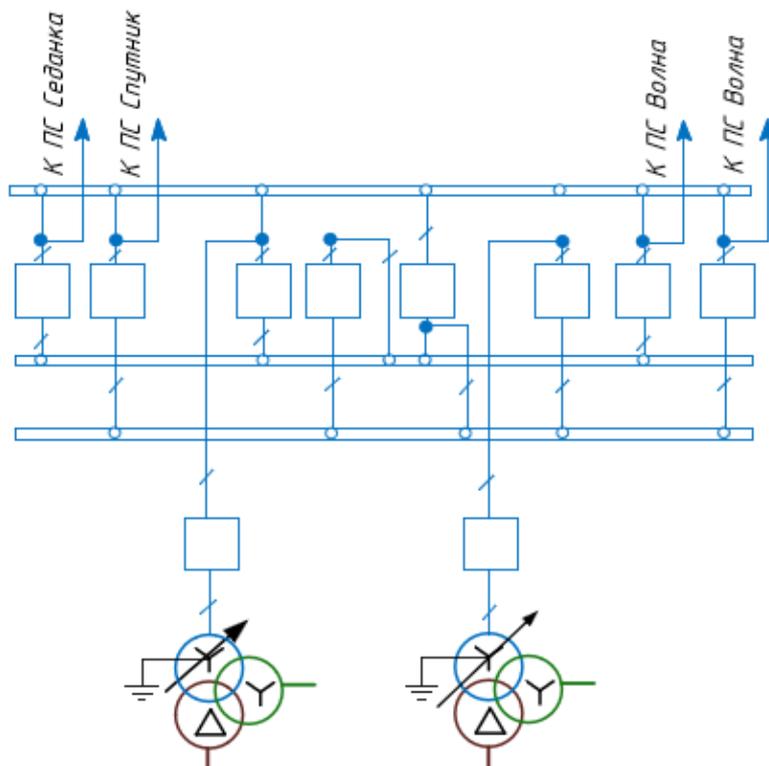


Рисунок 9 – Схема ОРУ 110 кВ ПС Чайка

## **6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального**

Принимаем РУ 110-35 кВ в виде открытого распределительно устройства, так как климатические условия благоприятные и отсутствует загрязненность воздуха.

Распределительное устройство 6кВ выполнено в комплектными РУ. Благодаря этому повышаются надежность и безопасность работы РУ. Увеличивается срок службы выключателей, сокращается время их установки, а также появляется возможность быстро заменить выключатель, используя выкатную тележку. Также на подстанции предусмотрен маслосборник под слив трансформаторного масла.

## **6.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН**

На ВН применяются гибкие шины, которые выполнены сталеалюминевыми проводами. При напряжении 110 кВ расстояние между фазами принимается равным 3 м, значит силы взаимодействия между фазами достаточны малы, проверку на электродинамическое действие пренебрегают [9].

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (47)$$

где  $I_{\max}$  – расчетный ток тяжелого режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток для шин определенного сечения.

Принимаем сечение по допустимому току.

На ВН 110 кВ принимаем АС-300/39.

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (48)$$

$619,6 \leq 710 A$  – условие выполняется.

Проверка на термическое действие ТКЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (49)$$

- для гибких шин из провода марки АС:  $C = 90 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ ;

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{11,06 \cdot 10^6}}{90} = 36,95 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$  условие выполняется.

Проверка на коронный разряд.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{эквр}}}} \right) \quad (50)$$

где  $m$  – коэффициент, принимаем равным 0,82;

$r_{\text{эквр}}$  – радиус провода, для АС-300/39 принимаем 1,2 см.

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

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{НОМ}}{r_{ПП} \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D_{cp}}{r_{ПП}}} \quad (51)$$

где  $U$  – номинальное напряжение;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое междуфазное расстояние.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot D, \quad (52)$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 110 кВ равно 5,0 м.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \left( \frac{1,26 \cdot 629,9}{1,2} \right)} = 11,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9 \cdot E_0$ :

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (53)$$

$$1,07 \cdot 11,5 \leq 0,9 \cdot 31,63;$$

$$12,31 \leq 28,47.$$

Условие выполняется, это значит коронный разряд возникать не будет, выбранное сечение подходит по всем условиям и может использоваться для ошиновки ОРУ 110 кВ.

## 6.4 Выбор и проверка выключателей РУ ВН

В таблице 39 показаны токи на ВН.

Таблица 39 – Токи на ВН

Присоединения	Значение тока, А
К ПС Седанка	279
К ПС Спутник	366
К ПС Волна	268
К ПС Волна	268
К трансформатору ТДТН-16000/110	513
К трансформатору ТДТН-16000/110	513
Секционные	273
Обходные	294

Пример расчета всего оборудования 110 кВ показан на трансформаторном присоединении, для остальных присоединений расчет аналогичен.

Для установки на ОРУ ВН выбираем элегазовые выключатели марки ВГТ-110-II-40/2500 У1.

Проверка по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (54)$$

110 ≤ 110 кВ – условие выполняется.

Проверка на длительный ток:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (55)$$

513 ≤ 2500 А – условие выполняется.

Проверка по току отключения:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (56)$$

где  $I_{П\tau} \approx I_{П0}$  – ток в момент расхождения контактов;

$I_{ОТКЛ.НОМ}$  – ток предельной коммутационной способности выключателя.

2,3 ≤ 40 кА – условие выполняется.

Проверка по току включения:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ} \quad (57)$$

2,3 ≤ 40 кА – условие выполняется.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{Д.С.}, \quad (58)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$I_{Д.С.}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

4,62 ≤ 102 кА – условие выполняется.

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (59)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения, с;

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (60)$$

где  $t_{откл.выкл}$  - полное время отключения выключателя, с;

$t_{рз}$  - время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$$B_K = 2,3^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 11,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}, \quad (61)$$

где  $I_{Т.С.}$  - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{Т.С.}$  - длительность протекания тока термической стойкости, с;

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

$$B_K \leq B_{K.ном}, \quad (62)$$

где  $B_K$  - тепловой импульс тока по расчету,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$B_{K.ном}$  - номинальный тепловой импульс тока,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$11,06 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  - условие выполняется.

Проверка возможность отключения апериодической составляющей ТКЗ:

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (63)$$

где  $\beta_{НОМ}$  – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %;

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

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА:

$$i_{ar} = i_{a0} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)}, \quad (64)$$

где  $t$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$t = t_{\min.сз.} + t_{св}; \quad (65)$$

где  $t_{\min.сз.}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты, 0,01с;

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

$$i_{ar} = 33,49 \cdot e^{\left(\frac{0,043}{0,088}\right)} = 20,54 \text{ кА}$$

$$i_{ar} \leq i_{aНОМ} \quad (66)$$

20,54 ≤ 22,63 кА – условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 40.

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{\max} = 513 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{П\tau} \approx I_{П0} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{УД} = 4,62 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 2,3^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 11,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$
$i_{аНОМ} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{а\tau} = 20,54 \text{ кА}$	$i_{а\tau} \leq i_{аНОМ}$

Таблица 41 – Марки выключателей

Присоединения	Марки выключателей
К ПС Седанка	ВГТ-110-40/3150 ХЛ1
К ПС Спутник	ВГТ-110-40/3150 ХЛ1
К ПС Волна	ВГТ-110-40/3150 ХЛ1
К ПС Волна	ВГТ-110-40/3150 ХЛ1
К трансформатору ТДТН-16000/110	ВГТ-110-П-40/2500 У1
К трансформатору ТДТН-16000/110	ВГТ-110-П-40/2500 У1
Секционные	ВГТ-110-П-40/2500 У1
Обходные	ВГТ-110-П-40/2500 У1

## 6.5 Выбор и проверка разъединителей РУ ВН

На РУ ВН выбираем разъединители РДЗ–2–110/1000 УХЛ1.

Таблица 42 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 513 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 63 \text{ кА}$	$i_{УД} = 4,62 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.НОМ} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 25,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

1	2	3
Заземляющие ножи		
$B_{K.ном} = 750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 25,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq B_{K.ном}$

Таблица 43 – Марки разъединителей

Присоединения	Марки выключателей
К ПС Седанка	РГН-110/1000 УХЛ1
К ПС Спутник	РГН-110/1000 УХЛ1
К ПС Волна	РГН-110/1000 УХЛ1
К ПС Волна	РГН-110/1000 УХЛ1
К трансформатору ТДТН-16000/110	РДЗ-2-110/1000 УХЛ1
К трансформатору ТДТН-16000/110	РДЗ-2-110/1000 УХЛ1
Секционные	РДЗ-2-110/1000 УХЛ1
Обходные	РДЗ-2-110/1000 УХЛ1

### 6.6 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН

ТТ на стороне 110 кВ выбираем марки ТОГФ-110-0,2S/0,5/10р-600/5, приборы, подключаемые к нему, приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Приборы, подключаемые к ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	А-05	-	10	-
Ваттметр	Ц1428.1	5	-	5
Варметр	Ц1428.1	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	ЦМК120СП	10	-	10
ИТОГО		50		

Проверка по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (67)$$

110 ≤ 110 кВ – условие выполняется.

Проверка на длительный ток:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (68)$$

$513 \leq 600$  А – условие выполняется.

Обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ДОП}} \geq \sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}; \quad (69)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ДОП}} = R_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}, \quad (70)$$

где  $S_{2\text{НОМ}}$  – мощность вторичных обмоток;

$I_{2\text{НОМ}}$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{2\text{НОМ}} = \frac{115,5}{5^2} = 4,62 \text{ Ом}$$

Сумма сопротивлений приборов, подключенных к ТТ на стороне ВН:

$$\sum Z_{\text{ПРИБ}} = \sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, \quad (71)$$

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

$I_{2\text{НОМ}}$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{16,8}{5^2} = 0,67 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимаем 0,05 Ом.

Приближенное сопротивление провода:

$$r_{\text{ПР}} = R_{2\text{ДОП}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}}, \quad (72)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$R_{2\text{ДОП}}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПР}} = 4,62 - 0,67 - 0,05 = 3,9 \text{ Ом};$$

Допустимое сечение провода определяется по формуле:

$$S_{\text{ДОП}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (73)$$

где  $l$  - длина соединительных проводов, которая зависит от напряжения для 110 кВ принимается 75м;

$\rho$  - удельное сопротивление материала (алюминий),  $\rho = 0,0283 \text{ мм}^2 / \text{м}$ .

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{3,9} = 0,54 \text{ мм}^2$$

Принимаем алюминиевый кабель марки АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (74)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи ТТ:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (75)$$

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = 0,67 + 0,53 + 0,05 = 1,25 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_2 \quad (76)$$

4,62 ≥ 1,25 Ом – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость и термическую устойчивость производят аналогично проверке выключателей.

Таблица 45 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 513 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_2 = 1,25 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{доп}} = 4,62 \text{ кА}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{доп}}$

1	2	3
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,62 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 24,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.ном}$

Таблица 46 – Марки трансформаторов тока

Присоединения	Марки выключателей
К ПС Седанка	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
К ПС Спутник	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
К ПС Волна	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
К ПС Волна	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
К трансформатору ТДТН-16000/110	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
К трансформатору ТДТН-16000/110	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
Секционные	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5
Обходные	ТОГФ–110–0,2S/0,5/10p–600/5

## 6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН

Так как один из трансформаторов напряжения может быть выведен в ремонт, то нагрузку на один ТН будем считать удвоенной.

Таблица 47 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	3	5	15
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	3	7,5	22,5
Ваттметр	СР3021	9	5	45
Варметр	СВ3021	9	5	45
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	9	1	9
Итого				136,5

Проверка по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (77)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

Проверка на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток:

$$S_{\text{ПРИБ}} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (78)$$

$$S_{\text{ПРИБ}} = \sqrt{P_{\text{ПРИБ}}^2 + Q_{\text{ПРИБ}}^2}, \quad (79)$$

$$S_{\text{ПРИБ}} = 136,5 \text{ ВА}$$

$136,5 \leq 400 \text{ ВА}$  – условие выполняется.

В РУ ВН устанавливается НАМИ-110-УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$	$S_p = 136,5 \text{ А}$	$S_p \leq S_{\text{НОМ}}$

## 6.8 Выбор и проверка опорных изоляторов РУ ВН

Проверка по напряжению установки:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}, \quad (80)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

На напряжение 110 кВ принимаем опорный изолятор марки ОСК-10-110-20-1. Высота изолятора равна:  $H_{из} = 1020$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Определяем допустимую нагрузку на головку изолятора, Н:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F \quad (81)$$

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

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (82)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}} \quad (83)$$

$$k_h = \frac{1020 + 842 + \frac{12}{2}}{1020} = 1,83$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{4,62^2}{1} \cdot 10 \cdot 1,83 \cdot 10^{-7} = 6,76$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (84)$$

$6,76 \leq 6000 \text{ Н}$  – условие выполняется.

## 6.9 Выбор и проверка оборудования в РУ СН

Расчет выбора и проверки оборудования на напряжение 35 кВ производится аналогичным образом, как и 110 кВ.

Пример расчета всего оборудования 35 кВ показан на трансформаторном присоединении, для остальных присоединений расчет аналогичен. В таблицу 49 сведены токи в РУ СН, для выбора оборудования.

Таблица 49 – Токи в РУ СН

Присоединения	Значение тока, А
К ПС Океанская	104
К ПС Ипподром	125
Вводной	289
Вводной	289
Секционные	250

Выбираем выключатели марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Таблица 50 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{\max} = 289 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{П\tau} \approx I_{П0} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{П0} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}$
$I_{Д.С.} = 20 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,35 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 3,6^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 1,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

Таблица 51 – Марки выключателей

Присоединения	Марки выключателей
К ПС Океанская	ВБЗЭ-35-20/1000 У1
К ПС Ипподром	ВБЗЭ-35-20/1000 У1
Вводной	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1
Вводной	ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1
Секционные	ВБЗЭ-35-20/1000 У1

Выбираем разъединитель марки РНДЗ-35/630 50 Гц.

Таблица 52 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{\max} = 289 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 25 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,35 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 25,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 25,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.ном}$

Таблица 53 – Марки разъединителей

Присоединения	Марки выключателей
К ПС Океанская	РД-35/1000 УХЛ1
К ПС Ипподром	РД-35/1000 УХЛ1
Вводной	РНДЗ-35/630 УХЛ1
Вводной	РНДЗ -35/630 УХЛ1

ТТ на стороне 35 кВ выбираем марки ТВТ-35-3-600/5, приборы, подключаемые к нему приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Приборы, подключаемые к ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	5		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	-	0,8
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	-
ИТОГО		18,2		

Сравним каталожные и расчетные данные для ТТ в таблице 55.

Таблица 55 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 289 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_2 = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ДОП}} = 4,62 \text{ кА}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ДОП}}$
$I_{Д.С.} = 40 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,35 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 25,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq B_{К.НОМ}$

Таблица 56 – Марки трансформаторов тока

Присоединения	Марки выключателей
К ПС Океанская	ТВТ-35-3-600/5
К ПС Ипподром	ТВТ-35-3-600/5
Вводной	ТВТ-35-3-600/5
Вводной	ТВТ-35-3-600/5
Секционные	ТВТ-35-3-600/5

ТН выбираем типа НАМИ-35-УХЛ1, рассчитанная вторичная нагрузка трансформатора напряжения указана в таблице 57.

Таблица 57 – Вторичная нагрузка трансформатора

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Ваттметр	СР3021	2	5	10
Варметр	СВ3021	2	5	10
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	5	1	5
Итого				50

Сопоставление каталожных и расчетных данных в таблице 58.

Таблица 58 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 360 \text{ А}$	$S_p = 50 \text{ А}$	$S_p \leq S_{НОМ}$

На РУ СН принимаем шинные опоры ШОП-35-1-2 УХЛ1. Благодаря применению кремнийорганической изоляционной оболочки на изоляторе срок их эксплуатации 30 лет.

Выбираем опорный изолятор типа ОСК-5-35-УХЛ1.

Параметры данных изоляторов сведены в таблицу 59.

Таблица 59 – Выбор изоляторов 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 372,65 \text{ А}$	$S_p = 888 \text{ А}$	$F_{ДОП} \leq F_{расч}$

### 6.10 Выбор и проверка оборудования в РУ НН

Расчет выбора и проверки оборудования на напряжение 6 кВ производится аналогичным образом, как и 110 кВ.

Пример расчета всего оборудования 6 кВ показан на вводном присоединении, для остальных присоединений расчет аналогичен.

В таблицу 60 сведены токи в РУ НН, для выбора оборудования.

Таблица 60 – Токи в РУ НН

Присоединения	Значение тока, А
Вводной	1689
Вводной	1689
Секционные	910

Выбираем вакуумные выключатели ВВУ-СЭЦ-П9-6-20/1000-УХЛ1.

Таблица 61 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max} = 1689 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{П\tau} \approx I_{П0} = 16,11 \text{ кА}$	$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 16,11 \text{ кА}$	$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}$
$I_{Д.С.} = 104 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,35 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$

Таблица 62 – Марки выключателей

Присоединения	Марки выключателей
Вводной	ВВУ-СЭЦ-П9-6-20/1000-УХЛ1
Вводной	ВВУ-СЭЦ-П9-6-20/1000-УХЛ1
Секционные	ВВУ-СЭЦ-П9-6-20/1000-УХЛ1

ТТ на стороне 6 кВ выбираем марки ТЛМ-6-1-1500/5, трансформаторы токи на НН подключаются к двум фазам А и С, приборы, подключаемые к ним показаны в таблице 63.

Таблица 63 – Приборы, подключаемые к ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	11		
Ваттметр	7КТ1 30	2		
Варметр	7КТ1 30	2		
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	-	0,8
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	-
ИТОГО		18,2		

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 64.

Таблица 64 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{\max} = 1689 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_2 = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ДОП}} = 4,62 \text{ кА}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ДОП}}$
$I_{Д.С.} = 120 \text{ кА}$	$i_{УД} = 27,97 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq I_{Д.С.}$
$B_{К.НОМ} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} = 389,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{К} \leq B_{К.НОМ}$

Таблица 65 – Марки трансформатор тока

Присоединения	Марки выключателей
Вводной	ТЛМ-6-1-1500/5
Вводной	ТЛМ-6-1-1500/5
Секционные	ТЛМ-6-1-1500/5

ТН выберем типа НАМИ-6-У2, рассчитанная вторичная нагрузка трансформатора напряжения указана в таблице 66.

Таблица 66 – Вторичная нагрузка трансформатора

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Ваттметр	СР3021	2	5	10
Варметр	СВ3021	2	5	10
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	13	1	13
Итого				58

Сопоставление каталожных и расчетных данных в таблице 67.

Таблица 67 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 75 \text{ А}$	$S_p = 58 \text{ А}$	$S_p \leq S_{НОМ}$

На сторону НН принимаем изолятор марки ИЛ-6.

Параметры данных изоляторов сведены в таблицу 68.

Таблица 68 – Выбор изоляторов 6кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 739,7 \text{ А}$	$S_p = 14100 \text{ А}$	$F_{ДОП} \leq F_{расч}$

### 6.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Установим на НН 6 кВ трансформатор собственных нужд марки ТМ-100/6-11 – трехфазный с естественной циркуляцией масла. Он имеет высокую надежность, степень защиты является одной из лучших, в дорогостоящем обслуживании не нуждается. Мощность ТСН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 69.

Таблица 69 – Потребители СН

Нагрузка	Р, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 6 кВ	7	0,9	0,48	3,4

1	2	3	4	5
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Освещение ОРУ 35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	149,2			72,6

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (85)$$

где  $k_c$  – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 [20];

$P_{расч}, Q_{расч}$  – суммарная мощность потребителей СН.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{149,2^2 + 72,6^2} = 132,74 \text{ кВА}$$

Мощность трансформатора, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (86)$$

где  $k_3$  – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [20];

$N_T$  – количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{132,74}{0,7 \cdot 2} = 94,81 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке ТМ-100/6-11.

## 6.12 Выбор и проверка ячеек КРУ

В качестве распределительного устройства 6 кВ выбираем КРУ серии КРУ-СЭЩ-59 производство ЗАО «Электрощит». Данные КРУ предназначены для приема и передачи электрической энергии переменного трёхфазного тока промышленной частоты 50 Гц и номинальным напряжением 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Преимущества КРУ серии СЭЩ-59:

- Высокая степень заводской готовности изделия в пределах транспортных блоков;
- Минимальный объем работ и расходы на монтажные работы на объекте;
- Оснащение принудительной вентиляцией, электроконвекторами, тепловыми завесами, кондиционерами и сплит-системами для создания оптимальных условий работы ремонтно-обслуживающего персонала (по требованию заказчика);
- Наличие кронштейнов воздушных вводов с жесткой ошиновкой, исключающих механические воздействия на проходные изоляторы от гибкой ошиновки стороны 6(10) кВ ПС;
- Наличие устройства типа «ОПУ-СЭЩ-59» для низковольтного оборудования, в том числе для оборудования с недопустимо большими размерами по глубине при их размещении в коридоре управления КРУН.

Таблица 70 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-59

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	102
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-П9-6-20/1000

1	2
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600,2000,3150
Габариты шкафа, мм: ширина / глубина / высота	750/1060; 1250; 2200

Сопоставление каталожных данных КРУ-СЭЩ-59 и расчетных показаны в таблице 71.

Таблица 71 – Сопоставление каталожных и расчетных данных КРУ-СЭЩ-59

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_p = 1689 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{НОМ}$

КРУ серии СЭЩ-59 подходят для установки по всем параметрам и может быть принят к установке.

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЧАЙКА

Целью данного раздела является определение контура и зон молниезащиты, а также выбор ОПН и оценка надежности защиты подстанции от молнии. За исходные данные приняты габаритные размеры подстанции, максимальная высота оборудования. В графической части на листе 4 изображен план и разрез ПС Чайка.

### 7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Для обеспечения высокой степени безопасности в зоне обслуживания подстанции и за ее пределами, а также от перенапряжений на земле, для предотвращения замыканий на землю необходимыми электроустановками являются заземляющие устройства.

Заземление – это сложная система. Линейная форма и размеры этой системы определяются конструктивными особенностями электроустановки. Сетка из прямоугольных ячеек, с которыми соединяются горизонтальные электроды. Также вертикальный электрод может быть установлен и на периметре сетки, чтобы обеспечить нормированное сопротивление заземления.

Определяем площадь, используемую под заземление подстанции Чайка:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (87)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина подстанции, м.

$$S = (123 + 2 \cdot 1,5) \cdot (160 + 2 \cdot 1,5) = 20528,0 \text{ м}^2$$

Диаметр проводников в сетке заземлителя принимается равным  $d=10\text{мм}$ .

Далее требуется проверить сечение проводников по механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (88)$$

где  $R$  – радиус используемых проводников, мм.

$$F_{M.П.} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Также проверяется на термическую стойкость токам КЗ:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_k^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (89)$$

где  $I_k^2$  –наибольший ток короткого замыкания;

$t$  – время протекания ТКЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  – коэффициент термической стойкости, для стали равный 21 [3].

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{16,11^2 \cdot 2,5}{400 \cdot 21}} = 2,78 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d_{np} + S_{cp}), \quad (90)$$

Средняя глубина коррозии, по сечению проводника:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \quad (91)$$

где  $T$  – время использования заземлителя за период службы, 240 мес.;

$a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,0092 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,49 \text{ мм}^2$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$F_{М.П.} \geq F_{кор} + F_{Т.С.}, \quad (92)$$

$78,5 \geq 26,49 + 2,78$  – условие выполняется, следовательно, увеличение диаметра проводника не требуется.

Залегание вертикальных электродов должно составлять не менее 0,8 м.

В соответствии с планом размещения оборудования, сооружений и зданий подстанции определяется место расположения и длина заземлителей, которые должны быть расположены в местах присоединения нейтралей силовых трансформаторов на расстоянии не более 6 метров друг от друга.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $K=6$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Общая длина горизонтальных электродов определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{K}, \quad (93)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 20528}{6} = 6842,6 \text{ м}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами  $a = \sqrt{20528} = 143,27 \text{ м}$ .

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot a} - 1, \quad (94)$$

$$m = \frac{6842,6}{2 \cdot 143,27} - 1 = 22,88$$

Принимаем ближайшее значение – 23 штук.

$$\text{Длина ячейки } a_m = \frac{a}{m} = \frac{143,27}{23} = 6,23 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных электродов в проектируемой модели:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1), \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot 143,27 \cdot (23 + 1) = 6876,96 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot a}{C}, \quad (96)$$

где  $C$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 6 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot 143,27}{6} = 95,51$$

Округляем до ближайшего целого значения  $n_B = 96$  шт.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{ст} = \rho_{эКВ} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (97)$$

где  $\rho_{эКВ}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  – коэффициент, зависящий от отношения  $\frac{l_B}{a} = \frac{5}{143,27}$ , тогда

$$A = 0,034$$

$L$  – суммарная длина горизонтальных полос;

$l_B$  – длина вертикальных электродов.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта определяется:

$$\rho_{эКВ} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (98)$$

где  $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 0,8 = 5,8$  м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 130$  Ом·м,  $h_1 = 0,8$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (песок);

$\rho_2 = 400$  Ом·м,  $h_2 = 2,5$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси водоносные).

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,8}{\frac{0,8}{130} + \frac{2,5}{400}} = 467 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_{\text{ст}} = 467 \cdot \left( \frac{0,034}{143,27} + \frac{1}{6876,96 + 96 \cdot 5} \right) = 0,17 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление  $R_{\text{и}}$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{\text{ст}}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_{\text{и}}$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}} \quad (99)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (100)$$

где  $I_{\text{мол}}$  – ток молнии, принимается равным 45 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 143,27}{(467 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 1,74$$

$$R_{\text{и}} = 0,17 \cdot 1,74 = 0,29 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение входит в допустимые пределы, что соответствует требованиям ПУЭ [11].

## 7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для того, чтобы выбрать необходимое число и место расположения молниеотводов на подстанции, нужно знать зоны их защиты. Зоной защиты называется пространство, в котором вероятность попадания молнии к защищаемому объекту не превышает 0,05 или 0,005 по сравнению с вероятностью попадания молнии при отсутствии молниеотвода.

Расчеты производятся для защиты объектов на подстанции Чайка на высоте  $h_x$  от уровня земли:

– ОРУ-110кВ – 11м;

– ОРУ-35 кВ – 8м;

Дополнительное оборудование – 6м.

Устанавливаем молниеотвод высотой 25 м по два на ОРУ 110кВ и 35кВ.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет конус с вершиной на высоте  $h_{эф}$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (101)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (102)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м}$$

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней зоны защиты:

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cr12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h), \quad (103)$$

$$h_{cr12} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (70 - 25) = 13,26 \text{ м}$$

Радиус внешней зоны на уровне земли:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L_{1-2} - 2h)}{h} \right), \quad (104)$$

$$r_{c0} = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (70 - 2 \cdot 25)}{25} \right) = 22,05 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта равна:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{2i}}{h_{cr12}}, \quad (105)$$

где  $h_{cx}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

$$r_{c12} = 22,05 \cdot \frac{13,26 - 11}{13,26} = 3,76 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны защиты на уровне линейного портала 110 кВ:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф}} \right), \quad (106)$$

$$r_x = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,25} \right) = 12,66 \text{ м}$$

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии РУ представлены в таблице 72

Таблица 72 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$ , м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{ci}$ , м		
		11м	8м	6м
1-2	13,26	3,76	8,74	12,07
2-3	19,47	12,79	17,32	20,34
3-4	13,26	3,76	8,74	12,07
1-4	19,47	12,79	17,32	20,34

### 7.3 Выбор и проверка ОПН

На стороне 110 кВ ТН выбираем ОПН типа ОПН–П–110/77/10/550 УХЛ1 (4 класс энергоемкости).

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (107)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{H.P.Д.} \leq U_{H.P.НОМ}, \quad (108)$$

где  $U_{H.P.НОМ}$  – наибольшее рабочее напряжение сети равно 126 кВ;

Наибольшее рабочее допустимое напряжение:

$$U_{H.P.Д.} = 1,05 \cdot \frac{U_{H.P.НОМ}}{\sqrt{3}}, \quad (109)$$

$$U_{H.P.Д.} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$

$76,4 \leq 126 \text{ кВ}$  – условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$1,2 \cdot I_{П0} \leq I_{В.Б.}, \quad (110)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$1,2 \cdot 2,3 \leq 40 \text{ кА}$  – условие выполняется.

Проверка ОПН по энергоемкости.

Согласно [3] для выбранного ОПН энергоемкость составляет 3,2 кДж/кВ. Следовательно, условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при трехфазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{H.P.} = 1,15 \cdot \frac{U_{H.P.C.}}{\sqrt{3}}, \quad (111)$$

$$U_{H.P.} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03 \text{ кВ}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{H.P.}, \quad (112)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 73,03 = 102,24 \text{ кВ}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$U_{кр.п} = \frac{U_y}{U_{H.P.НОМ}}, \quad (113)$$

$$U_{кр.п} = \frac{102,24}{126} = 0,81$$

Допустимая кратность перенапряжений для выбранного ОПН за время 1200 с равна 0,81.

Время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН,  $t_{опн} = 204 \text{ с}$ .

Значение средней длительности при одностороннем отключении трехфазного КЗ согласно [3],  $t_y = 4 \text{ с}$ .

$$t_y \leq t_{опн} \quad (114)$$

$4 \leq 204 \text{ с}$  – условие выполняется.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях оборудования 110-500 кВ определяется как:

$$U_{ост.к.} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{II} \cdot K_K \cdot U_{исп}}{1,2} \quad (115)$$

где  $U_{исп}$  – нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно [3] равно 200 кВ;

$K_{II}$  – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием;

$K_K$  – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для аппаратов согласно [18]  $K_{II} = 1,1; K_K = 1$ .

$$U_{ост.к.} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 200}{1,2} = 259,3 \text{ кВ}$$

Для выбранного ОПН,  $U_{ост.к.ном} = 253 \text{ кВ}$ .

$$U_{ост.к.ном} \leq U_{ост.к.}, \quad (116)$$

$253 \leq 259,3$  – условие выполняется.

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН. Согласно ГОСТ 9920–89 для района со II степенью загрязненности окружающей среды для оборудования на подстанции длина пути утечки должна быть не менее,  $l_{утеч} = 2,0 \text{ см}$ . Для выбранного ОПН,  $l_{утеч.ном} = 2,5 \text{ см}$ .

$$l_{утеч} \leq l_{утеч.ном}, \quad (117)$$

$2,0 \leq 2,5$  – условие выполняется.

Таблица 73 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$U_{Н.Р.НОМ} = 126 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} = 76,4 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д.} \leq U_{Н.Р.НОМ}$
$I_{В.Б.} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} = 2,76 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} \leq I_{В.Б.}$

Продолжение таблицы

На шинах ОРУ 35 кВ и КРУ 6 кВ расчет выбора ОПН аналогичен, за исключением определения удельной энергоемкости:

$$W_{уд} = \frac{W_1 \cdot n}{U_{Н.Р.НОМ}}, \quad (118)$$

где  $W_1$  – энергия рассеиваемая в ОПН за цикл зажигания и гашения дуги;  
 $n$  – число зажиганий дуги, определяется по следующей формуле;

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C, \quad (119)$$

где  $I_C$  – емкостный ток замыкания на землю, принимаем равным наименьшему току ОЗЗ при котором требуется компенсация, принимаем равным 20 А.

$$n = 30 - 0,1 \cdot 20 = 28$$

Далее по графикам зависимости от  $I_C$  и остающегося напряжения ОПН, определяется:

$$W_{уд} = \frac{0,125 \cdot 28}{12} = 0,29 \text{ кДж / кВ}$$

Для выбранного ОПН  $W_{НОМ} = 2,1 \text{ кДж / кВ}$ , далее выполняется проверка по следующему условию:

$$W_{уд} \leq W_{НОМ} \quad (120)$$

$0,29 \leq 2,1 \text{ кДж / кВ}$  – условие выполняется.

Сравнение данных по выбранным ОПН представлены в таблице 74 для напряжения 35 кВ и таблице 75 для напряжения 10 кВ.

Таблица 74 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 35 кВ ОПНп-35/500/40,5/10-III-У1 (3 класс энергоемкости)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$U_{Н.Р.НОМ} = 50,6 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} = 24,55 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ}$
$I_{В.Б.} = 10 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} = 4,32 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} \leq I_{В.Б.}$
$W_{ОПН} = 5,0 \text{ кДж/кВ}$	$W_p = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_p \leq W_{ОПН}$
$t_{ОПН} = 32,5 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_y \leq t_{ОПН}$
$U_{ОСТ.К.НОМ} = 99,6 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К} = 103,7 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} \leq U_{ОСТ.К}$
$l_{УТЕЧ.НОМ} = 1,6 \text{ см}$	$l_{УТЕЧ} = 1,2 \text{ с}$	$l_{УТЕЧ} \leq l_{УТЕЧ.НОМ}$
$W_{НОМ} = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} = 0,29 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} \leq W_{НОМ}$

Таблица 75 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 6 кВ ОПН – КР/TEL (2 класс энергоемкости)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$U_{Н.Р.НОМ} = 14,4 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} = 7,27 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ}$
$I_{В.Б.} = 20 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} = 19,33 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} \leq I_{В.Б.}$
$W_{ОПН} = 2,7 \text{ кДж/кВ}$	$W_p = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_p \leq W_{ОПН}$
$t_{ОПН} = 104 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_y \leq t_{ОПН}$
$U_{ОСТ.К.НОМ} = 9,29 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К} = 12,4 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} \leq U_{ОСТ.К}$
$l_{УТЕЧ.НОМ} = 2,5 \text{ см}$	$l_{УТЕЧ} = 2,0 \text{ см}$	$l_{УТЕЧ} \leq l_{УТЕЧ.НОМ}$

#### 7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС Чайка

В пункте рассматривается надежность молниезащиты подстанции Чайка, для чего определена средняя повторяемость опасных перенапряжений.

Изоляция каждой электрической установки рассчитана на номинальный ток. Напряжение, прилагаемое к установке может отличаться от номинала. Напряжение, превышающее наименьшее рабочее напряжение, приводит к перенапряжению. Перенапряжения могут возникать из-за ударов молнии в электрические сети или вблизи них.

Для защиты от ударов молнии используются системы молниезащиты.

Число грозовых разрядов в сооружение:

$$N_c = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{эке}) \cdot (B + 2 \cdot R_{эке}) \cdot 10^{-6} \quad (121)$$

где  $p_o$  - плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности;

$A, B$  - длина, ширина сооружения, м;

$R_{эке}$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, м.

При  $h \leq 30$  м.

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}, \quad (122)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м.

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 30 - \frac{2 \cdot 30^2}{30} = 90 \text{ м}$$

$$p_o = 0,05 \cdot N_{\text{Г.ч.}}, \quad (123)$$

где  $N_{\text{Г.ч.}}$  – число грозových часов.

$$p_o = 0,05 \cdot 21 = 1,05$$

Надежность защиты ОРУ подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы в год. Это число может быть определено по формуле:

$$N_{\text{П.У.}} = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{\text{пр}} + \eta_{\text{он}} \cdot P_{\text{он}}) \cdot 10^{-6}, \quad (124)$$

где  $\eta_{\text{пр}}, \eta_{\text{он}}$  – вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ОРУ и при обратных перекрытиях, 0,9;

$P_{\alpha}$  – вероятность грозového поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, 0,005;

$P_{\text{он}}$  – вероятность обратного перекрытия;

$P_{np}$  – доля опасных грозových перенапряжения, возникающих при непосредственном грозovém разряде в ошиновке ОРУ [18].

$$N_{п.у.} = 1,05 \cdot (123 + 2 \cdot 90) \cdot (160 + 2 \cdot 90) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,898 + 0,9 \cdot 0,0001) \cdot 10^{-6} = 1269$$

Величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений, лет:

$$T_{п.у.} = \frac{1}{N_{п.у.}}, \quad (125)$$

$$T_{п.у.} = \frac{1}{1269} = 788 \text{ лет.}$$

Для напряжения 110 кВ должно быть не ниже 700 лет. Условие выполняется [18].

Среднее число опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом объекте в течение года:

$$N_{н.в.} = N \cdot N_{г.ч.} \cdot l_{о.з.} \cdot n_{вЛ} \cdot (1 - k_э) \cdot (P_\alpha \cdot \psi_{np} + \delta_{он} \cdot P_{он} \cdot \psi_{он}) \cdot 10^{-4}, \quad (126)$$

где  $N$  – число грозových ударов в ВЛ длиной 100 км при 100 грозových часов в год;

$l_{о.з.}$  – длина опасной зоны, км;

$n_{вЛ}$  – число отходящих ВЛ;

$k_э$  – коэффициент взаимного экранирования ВЛ;

$P_\alpha$  – вероятность прорыва молнии на провод;

$\delta_{он}$  – доля грозových ударов в опоры и прилегающие участии троса, о.е.;

$P_{on}$  – вероятность обратного перекрытия линейной изоляции;

$\psi_{np}, \psi_{on}$  – доли опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провод и при обратных перекрытиях изоляции ВЛ, о.е [18].

$$N_{H.B.} = 30 \cdot 21 \cdot 4 \cdot 4 \cdot (1 - 0,6) \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,067 \cdot 0,001 \cdot 0,128) \cdot 10^{-4} = 1,82 \cdot 10^{-3}$$

Средняя повторяемость перенапряжений, возникающих на защищаемой подстанции, в годах:

$$T_{H.B.} = \frac{1}{N_{H.B.}}, \quad (127)$$

$$T_{H.B.} = \frac{1}{1,82 \cdot 10^{-3}} = 349 \text{ лет.}$$

Должны соблюдаться рекомендуемые показатели надежности грозозащиты в зависимости от класса напряжения ПС. Для напряжения 110 кВ должно быть равно 300 – 400 лет. Рекомендуемые показатели соблюдаются, следовательно, молниезащита имеет достаточную прочность [18].

## 8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЛ ВОЛНА – ЧАЙКА

На участке применяются металлические опоры анкерно-угловые типа У220-1, У-220-2, У220-2Т+5 и У220-2Т. Фундамент под опоры используется типа Ф5У.

Для крепления провода ЛЭП к опоре применяются изоляторы полимерные подвесные стержневые в поддерживающих подвесках типа ЛК 70/110 и ЛКК 70/110.

Для крепления провода к изолятору и опоре применяются линейные арматуры.

- 1) зажимы для крепления проводов, тросов и кабелей;
- 2) сцепные арматуры (скобки, крючки, зажимы), служащие для соединения изоляторов с гирляндами и крепления их к опорам;
- 3) соединительные арматуры, служащие для соединения тросов и проводов на анкерных опорах;
- 4) защитные кольца, предназначенные для распределения напряжений между изоляторами в гирлянде и защиты от повреждений дугой на перекрыти.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов.

Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода.

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

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

На данном участке применяются сцепные арматуры для провода типов КГП-12-1 и СК-12-1. Для троса типов КГП-7-1 и СК-7-1. Защитная арматура для провода типа ГВН-16-5 и для троса РРВ и РРН. Защиты от перенапряжений осуществляется с помощью молниезащитного троса марки С-70, имеющего защитный углом  $28^\circ$ . Промежуточные опоры имеют искровой промежуток 40 мм, а анкерные 120 мм.

ВЛ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЧАЙКА

### 9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии рассматриваемого участка

Линия 110 кВ Волна - Чайка работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [11] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (НЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП [27].

Для линии 110 кВ Волна - Чайка комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;

– осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ.

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета необходимо выбрать уставки срабатывания НЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок будем использовать расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов. Исходные данные ТКЗ представлены в пункте 5.

Расстановка комплексов РЗиА показана в графической части на листе 5.

## **9.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Чайка**

В качестве примера рассчитана защита двух силовых трансформаторов мощностью 16 МВА на ПС Чайка 110/35/6 кВ. Защита трансформаторов осуществляется с помощью устройства типа «Бреслер ШТ 2108». Система защиты и автоматики присоединения 6-35 кВ может быть реализована на микропроцессорных терминалах с токовой защитой, токовой отсечкой, логической защитой шины, и защитой от замыканий на землю.

Устройство типа «Бреслер ШТ 2180» содержит основные и резервные защиты, которые защищают от внутренних повреждений, в том числе от длительного протекания внешнего тока КЗ.

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыкания внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока:

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (128)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (129)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (130)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (131)$$

где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$  – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (132)$$

$$I_{\text{диф.нач}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен  $1,1 \div 1,3$ .

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0.$$

Уставка принимается равной минимальному значению 0,6 для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов на которых возможно несинхронное АВР. В остальных случаях уставка может быть принята 1.

Тормозной ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку следует выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2.$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при  $I_{\text{торм.нач}} = 1$  и 1,2 о.е, при  $I_{\text{торм.нач}} = 0,6$  о.е.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (133)$$

где  $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$  – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равен 1,1 ÷ 1,3;

$I_{\text{торм.расч}}$  – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима  $k_{\text{пер}}$  рекомендуется принимать равным 1,5 ÷ 2, величину  $I_{\text{нб.расч*}}$  принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$  – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 12,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36,23 - 0,6} = 0,42 \text{ о.е.}$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 2,07 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,59 - 0,36}{10,09 - 0,6} = 0,23$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 0,91 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,24 - 0,6} = 0,29$$

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты [26].

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6 \quad (134)$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}, \quad (135)$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{\text{нб.расч*}}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным  $3 \div 4$ . Величина  $I_{\text{расч*}}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 4,09 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,09 = 6,13 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{\text{дто}} = 6,13 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

Максимальная токовая защита (МТЗ) защищает трансформатор от внешних повреждений, а также может быть использована как резервная в случае и внутренних КЗ. В случае отсутствия чувствительности к напряжению используют пуск по напряжению. Уставки измерительных приборов рассчитываются в первичных величинах, приведенным к стороне защиты, на которую устанавливается защита от перегрузок.

Ток срабатывания МТЗ определяется по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}}, \quad (136)$$

где  $k_3 = 1,2$  – коэффициент запаса;

$k_C$  – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным  $1,5 \div 2,5$ ;

$k_B$  – коэффициент возврата, равный  $0,95$ ;

$I_{\text{нагр.макс}}$  – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 48 = 121,26 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (137)$$

где  $I_{\text{с.з.}}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 при выполнении функции резервирования.

$$k_{\text{ч}} = \frac{506,87}{121,26} = 4,18 > 1,5$$

МТЗ СН отключает КЗ в шинах и узлах присоединения к ним, состоит из 3 ступеней.

Первая ступень может быть использована как токовая отсечка без пускового устройства и без органа направления мощности.

Ток срабатывания определяется по условию отстройки от тока нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}}, \quad (138)$$

где  $I_{\text{нагр.макс}}$  – максимальный ток нагрузки на стороне среднего напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 81 = 204,63$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{826}{204,63} = 4,03 > 1,5$$

Вторая ступень МТЗ СН выполняется с комбинированным пуском по напряжению со стороны среднего напряжения (КПН СН) и с органом направления мощности (ОНМ).

Уставку фазного тока второй ступени выбирают по условию отстройки от номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{НОМ.СН}}, \quad (139)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 94,48 = 238,69 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{826}{238,69} = 3,46 > 1,5$$

МТЗ НН может отключать КЗ в шинах и резервировать их отключение при повреждении. Исполнение, выбор и расчет уставок для ступеней НН сходны с исполнением и выбором уставок у ступеней МТЗ-СН.

Первая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 155 = 391,58 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{391,58} = 4,73 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 330,66 = 835,35 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{835,35} = 2,21 > 1,5$$

На трансформаторе, находящемся под контролем оперативных сотрудников, перегрузка выполняется в соответствии с сигналом РЗ. Для того, чтобы избежать лишних сигналов и перегрузок, в схему РЗ вводится реле время, которое должно быть рассчитано на длительный ток.

Перегрузка в трансформаторах обычно симметричная. Для защиты от перегрузок используется максимальная токовая защита, включенная в одну фазу. Защитная система работает с задержкой сигнала на сигнал или на отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{НОМ}, \quad (140)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

$k_{в}$  – коэффициент возврата;

$I_{ном}$  - номинальный ток обмотки трансформатора на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,40 = 105,25 \text{ А}$$

На стороне СН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 239,95 = 314,93 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1467,88 = 1926,59 \text{ А}$$

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашеобразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа

BF80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [17].

На защищаемом трансформаторе ПС Чайка устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

### **9.3 Релейная защита проектируемой ВЛ Волна – Чайка**

Защита от межфазного замыкания осуществляется с помощью ДЗ защиты. Пример расчета ДЗ ВЛ 110кВ Волна-Чайка со стороны ПС Чайка.

Расчет с другой стороны такой же. Расчет выполнен согласно Руководящим указаниям по защите от релейной связи.

Исходными данными для расчетов являются сопротивления силового трансформатора и линии.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{\text{срI}} = 0,85 \cdot Z_{\text{л}}, \quad (141)$$

где  $Z_{\text{л}}$  – сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{\text{срI}} = 0,85 \cdot 22 = 18,7 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

- 1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС:

$$Z_{\text{срII}} = 0,85 \cdot \left( Z_{\text{л}} + \frac{Z_{\text{т}}}{k_{\text{ток}}} \right), \quad (142)$$

где  $Z_{\text{л}}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{\text{т}}$  – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{\text{ток}}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{\text{срII}} = 0,85 \cdot \left( 22 + \frac{86,79}{3,85} \right) = 37,86 \text{ Ом.}$$

1) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$$Z_{\text{срII}} = 0,85 \cdot Z_{\text{л}} + \frac{0,66}{k_{\text{ток}}} \cdot Z_{\text{л пред}}, \quad (143)$$

где  $Z_{\text{л пред}}$  – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$$Z_{\text{срII}} = 0,85 \cdot 22 + \frac{0,66}{3,85} \cdot 13,6 = 21,03 \text{ Ом.}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

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

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{I}} + \Delta t, \quad (144)$$

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

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

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}}}{Z_{\text{л}}}, \quad (145)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{21,03}{22} = 0,95.$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [17]:

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_L - \varphi_{раб})}, \quad (146)$$

где  $U_{мин}$  – минимальное значение напряжения сети ( $0,9U_{ном}$ ), В;

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска;

$k_n$  – коэффициент надежности;

$k_B$  – коэффициент возврата реле;

$\varphi_L$  – угол линии;

$\varphi_{раб}$  – угол нагрузки.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 517 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot \cos(79 - 30)} = 148,08 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (147)$$

где  $t_{с.з.}^{II}$  – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{\text{кач}}$  – время периода качаний, принимаем 2,0 с;

$\Delta t$  – степень селективности

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

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

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{см.л}}}, \quad (148)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{148,08}{22 + 13,6} = 4,16.$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики:

$$X_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}} \cdot (1 + \sin\varphi_{\text{мч}})}{2}, \quad (149)$$

$$R_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}}}{2 \cdot \sin\varphi_{\text{мч}}}, \quad (150)$$

где  $Z_{\text{уст}}$  – уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{\text{мч}}$  – угол максимальной чувствительности линии.

Пример для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{14,28 \cdot (1 + \sin 1,39)}{2} = 14,16 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{14,28}{2 \cdot \sin 1,39} = 7,26 \text{ Ом}$$

Таблица 76 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Чайка

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Уставка по оси X характеристики I ст., Ом	14,2	0,77
Уставка по оси R характеристики I ст., Ом	7,3	0,39
Наклон характеристики I ст.	79,9	
Уставка по оси X характеристики II ст., Ом	16,8	0,92
Уставка по оси R характеристики II ст., Ом	8,6	0,47
Наклон характеристики II ст.	79,9	
Уставка по оси X характеристики III ст., Ом	195,9	10,69
Уставка по оси R характеристики III ст., Ом	100,3	5,47
Наклон характеристики III ст.	79,9	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание III ст. ДЗ, с	3,0	

Расчет НЗНП ВЛ 110 кВ Волна - Чайка со стороны ПС Чайка. Расчет с противоположной стороны аналогичен.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС [17]:

$$I_{0\text{сз}}^I = k_{отс} \cdot I_{0\text{кз расч}}, \quad (151)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,3;

$I_{0\text{кз расч}}$  – ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0\text{сз}}^I = 1,3 \cdot 1100 = 1430 \text{ А.}$$

Выдержка времени первой степени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$I_{\text{сз}}^I = 0 + I_{\text{НПФ}}, \quad (152)$$

где  $I_{\text{НПФ}}$  – время неполнофазного включения выключателя, принимается равным 0,3 с.

$$I_{\text{сз}}^I = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с.}$$

Ток срабатывания второй степени защиты выбирается по условию согласования с 1 степенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0\text{сз}}^{\text{II}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{0\text{сз.пред}}^I, \quad (153)$$

где  $k_{\text{ток}}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование;

$I_{0\text{сз.пред}}^I$  – ток срабатывания степени защиты, с которой производится согласование, кА;

$$I_{0\text{сз}}^{\text{II}} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1437 = 934,05 \text{ А.}$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t, \quad (154)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС Волна время работы УРОВ принимается равным 0,3 с.

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

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается: по условию необходимой чувствительности; по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН}, \quad (155)$$

где  $I_{БТН}$  – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка, принимается равной  $6 - 7 \cdot I_{НОМ}$ , А.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 393,6 = 511,68 \text{ А.}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности ссогласуемыми ступенями защит:

$$t_{с.з.}^{III} = t_{согл} + \Delta t \quad (156)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с.}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0 \text{ КЗ}}}{I_{с.з.}^{III}} \quad (157)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{550}{511,68} = 1,27 > 1,2.$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от токанебаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз \text{ тр}}, \quad (158)$$

где  $I_{кз \text{ тр}}$  – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{IV} = 0,3 \cdot 1050 = 315 \text{ А.}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности согласуемыми ступенями защит:

$$t_{с.з.}^{IV} = t_{согл} + \Delta t \quad (159)$$

$$t_{с.з.}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

Таблица 77 – Результаты расчета НЗНП и МТО на ПС Чайка

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	1430	17,87
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	933,7	11,67
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	443	5,4
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	105	1,3
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания по МТО, А	1963	24,538

Расчет МТО ВЛ 110 кВ Волна - Чайка.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}}, \quad (160)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А.

$$I_{\text{срМТО}} = 1,3 \cdot 1511 = 1964,3 \text{ А.}$$

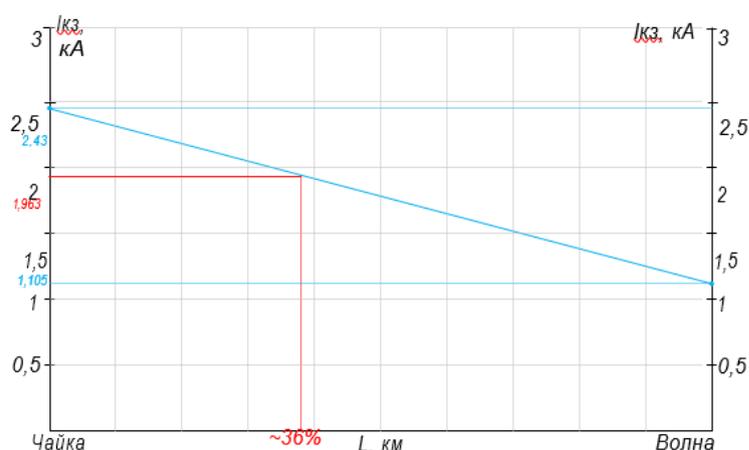


Рисунок 10 – Эффективность МТО

МТО применяется на ЛЭП с чувствительностью выше 20 %, что соответствует 36 % зоны защиты.

#### **9.4 Автоматика**

Для ликвидации аварий на ПС установлены виды автоматики, такие как:

1. АВР – устройство, предназначенное для автоматического ввода резерва и обеспечения бесперебойного электроснабжения. Для этого система должна следить за состоянием линии, при обнаружении нарушений электроэнергии следует перейти на резервный ввод. Устанавливается на секционные выключатели напряжением 110 кВ и 35 кВ.

2. АПВ – устройство, которое запускает включающие устройства после аварийной остановки линии, позволяет сократить время отключения линий электропередач. При возникновении аварии АПВ срабатывал всегда, независимо от исхода, но восстановление работы возможно только после того, как устранены все факторы воздействия. Устанавливается на линиях электропередач напряжением 110-35 кВ.

3. АЧР – устройство автоматической разгрузки частоты, которое позволяет предотвратить падение частоты ниже оптимальных значений путем последовательных отключений электроэнергии у потребителя.

## 10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 10.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

Эквивалент, реконструируемого участка сети показан на рисунке 4 в пункте 1.3. Он включает в себя ПС 110 кВ: Волна, Чайка, Спутник, Промузел, а также ПС 35 кВ Океанская и Сахарный ключ для более подробного рассмотрения и анализа режима.

### 10.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режимов выбран программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности ПВК:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- 4) эквивалентирование электрических сетей;
- 5) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- 6) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- 7) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- 8) расчет сетевых коэффициентов [10].

### 10.3 Подготовка исходных данных для расчета

В ПК RastrWin3 необходимо задать параметры элементов электрической сети: сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации, формулы представлены в п. 1.3. Исходные данные для нагрузок подстанций взяты из таблиц 19 и 20 п.2.

### 10.4 Расчет максимального режима и его анализ

Производим расчет и анализ максимального режима после реконструкции электрической сети. Расчет максимального режима производится по нагрузкам за осенне-зимним период. Для определения максимального значения напряжения необходимо использовать установленные в трансформаторах РПН.

Расчетные значения напряжений в узлах сведены в таблицу 78.

Таблица 78 – Расчетные напряжения в узлах ПС Чайка

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	108,14	1,69
ПС Волна 6 кВ	6	6,00	0,01
ПС Промузел 110 кВ	110	107,51	2,26
ПС Промузел 6 кВ	6	6,18	3,00
ПС Спутник 110 кВ	110	107,00	2,73
ПС Спутник 35 кВ	35	35,45	1,28
ПС Спутник 6 кВ	6	6,04	0,63
ПС Чайка 110 кВ	110	107,60	2,18
ПС Чайка 35 кВ	35	34,93	0,21
ПС Чайка 6 кВ	6	6,03	0,53
ПС Океанская 35 кВ	35	35,01	0,02
ПС Океанская 6 кВ	6	6,10	1,06
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	35,09	0,25
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	6,09	1,47

Таблица 79 – Токовые нагрузки ЛЭП, рассматриваемого эквивалента

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	268	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	266	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	240	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	229	337	435
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2Г 1х240/1,72	104	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2Г 1х240/1,7	60	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2Г 1х240/1,67	252	375	484

При анализе максимального режима можно сделать вывод, что напряжения на нагрузочных узлах соответствует нормам ГОСТ 32144-2013, а также длительно-допустимая нагрузка ЛЭП находится в норме. Отключение головного участка сети будет рассмотрено, как один из послеаварийных режимов.

Рассмотрим анализ потерь, возникающих при ее транспортировке, данные получены из ПВК RastrWin3

Таблица 80 - Потери активной мощности в сети

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери XX в тр-рах, МВт
110	2,39	0,70	1,33	0,37
35	0,24	0,11	0,08	0,05

Таблица 81 - Потери реактивной мощности в сети

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВАр	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВАр	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВАр	Потери XX в тр-рах, МВАр	Генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр
110	42,65	1,92	39,76	2,21	-1,23
35	1,47	0,19	1,00	0,28	

Наибольшими потерями являются нагрузочные потери в трансформаторах, а наименьшими – нагрузочные потери в ЛЭП.

Таблица 82 - Анализ активной мощности

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
305	305	2,88	305

Делая вывод по анализу активной мощности, можно сказать, что потери активной мощности составляют 0,94% от генерации.

### 10.5 Расчет минимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ минимального режима после реконструкции электрической сети. Расчет минимального режима производится по нагрузкам за весенне-летним период. Для регулировки напряжения в сети использовалось устройство РПН.

Таблица 83 – Расчетные напряжения в узлах ПС Чайка

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	110,11	0,10
ПС Волна 6 кВ	6	6,28	4,61
ПС Промузел 110 кВ	110	109,35	0,59
ПС Промузел 6 кВ	6	6,14	2,37
ПС Спутник 110 кВ	110	109,46	0,49
ПС Спутник 35 кВ	35	36,24	3,55
ПС Спутник 6 кВ	6	6,19	3,10
ПС Чайка 110 кВ	110	109,91	0,08
ПС Чайка 35 кВ	35	35,11	0,30
ПС Чайка 6 кВ	6	6,28	4,73
ПС Океанская 35 кВ	35	26,23	3,52

## Продолжение таблицы 83

1	2	3	4
ПС Океанская 6 кВ	6	6,17	2,84
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	36,17	3,33
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	6,14	2,32

Таблица 84 – Токовые нагрузки ЛЭП, рассматриваемого эквивалента

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	224	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	284	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	218	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	192	337	435
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2г 1x240/1,72	85	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2г 1x240/1,7	47	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2г 1x240/1,67	81	375	484

При анализе минимального режима можно сделать вывод, что напряжение на нагрузочных узлах соответствует нормам ГОСТ 32144-2013, а также длительно-допустимая нагрузка ЛЭП находится в норме.

Таблица 85 - Потери активной мощности в сети

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери ХХ в тр-рах, МВт
110	2,60	1,76	0,45	0,38
35	0,09	0,02	0,01	0,05

Таблица 86 - Потери реактивной мощности в сети

Номинальное напряжение, кВ	Суммарные потери, МВАр	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВАр	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВАр	Потери ХХ в тр-рах, МВАр	Генерация реактивной мощности в ЛЭП, МВАр
110	19,50	4,05	14,46	2,27	-1,28
35	0,53	0,04	0,02	0,29	

Наибольшими потерями являются нагрузочные потери в трансформаторах, а наименьшими – нагрузочные потери в ЛЭП.

Таблица 87 - Анализ активной мощности

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
227	225	2,91	227

Из таблицы видно, что общие потери активной мощности равны 1,28% от общей генерации, что является нормальным для данного режима.

### 10.6 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Для моделирования послеаварийного режима отключим линию головного участка Промузел – Артёмовская ТЭЦ и проверим напряжение на подстанциях. Отключение линии привело к изменению напряжения в некоторых узлах, а токозагрузка на некоторых участках увеличилась.

Таблица 88 – Расчетные значения напряжений в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	106,24	3,42
ПС Волна 6 кВ	6	5,89	1,89
ПС Промузел 110 кВ	110	107,27	2,48
ПС Промузел 6 кВ	6	6,17	2,76
ПС Спутник 110 кВ	110	106,34	3,33
ПС Спутник 35 кВ	35	36,61	4,61
ПС Спутник 6 кВ	6	6,20	3,28
ПС Чайка 110 кВ	110	105,35	4,23
ПС Чайка 35 кВ	35	35,22	0,63
ПС Чайка 6 кВ	6	5,88	2,02
ПС Океанская 35 кВ	35	32,84	6,17

1	2	3	4
ПС Океанская 6 кВ	6	5,78	3,73
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	32,72	6,43
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	5,75	4,18

Таблица 89 – Токовые нагрузки ЛЭП в послеаварийном режиме

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t -20°C
1	2	3	4	5
ВЛ Волна – Чайка	АС-300/0,2; АС-240/4,5; АС-150/3,62; АС-120/0,47	307	337	435
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120/1,86; М-70/4,5	304	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120/2,65; М-70/3,71	155	330	426
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120/1,58; М-70/23,41	-	337	435
КЛ Чайка – Океанская	АПвП2г 1x240/1,72	122	240	240
КЛ Океанская – Сахарный ключ	АПвП2г 1x240/1,7	50	422	422
КВЛ Сахарный ключ – Спутник	АС-120/0,32; АПвП2г 1x240/1,67	249	375	484

Также возросли потери активной мощности в послеаварийном режиме.

Таблица 90 - Анализ активной мощности на всём эквиваленте сети

Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Потребление, МВт
134	131	2,97	134

Если отключить ЛЭП Промузел – Артёмовская ТЭЦ и продолжить транзит мощности, то можно рассчитывать на дальнейшую работу сети.

Рассмотри ремонтный режим, при котором отключают один трансформатор на ПС Чайка и проверяют загрузку рабочего трансформатора.

Таблица 91 – Расчетные значения напряжений в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Волна 110 кВ	110	107,54	2,23
ПС Волна 6 кВ	6	5,96	0,59
ПС Промузел 110 кВ	110	107,33	2,43
ПС Промузел 6 кВ	6	6,17	2,81
ПС Спутник 110 кВ	110	106,43	3,24
ПС Спутник 35 кВ	35	34,06	2,70
ПС Спутник 6 кВ	6	6,20	3,40
ПС Чайка 110 кВ	110	106,96	2,76
ПС Чайка 35 кВ	35	33,17	5,22
ПС Чайка 6 кВ	6	5,56	7,3
ПС Океанская 35 кВ	35	33,23	5,06
ПС Океанская 6 кВ	6	5,85	2,50
ПС Сахарный ключ 35 кВ	35	33,48	4,34
ПС Сахарный ключ 6 кВ	6	5,88	1,95

Токовая загрузка трехобмоточного трансформатора на подстанции Чайка, составляет 61,7%. Таким образом, при ремонте в режиме максимальных нагрузок один трансформатор может обеспечить пропускную способность в сеть 35 кВ.

Из всего выше сказанного можно сделать вывод, что схема электрической сети после реконструкции стала лучше, токовая нагрузка всех линий снизилась на 5-7 %, отклонения напряжения стало меньше.

Режимы работы электрической сети после расстановки представлены на листе 6.

## 11 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В разделе показано, как долго строится проект и сколько лет должно пройти после запуска подстанции в эксплуатацию, чтобы получить прибыль от принятого проекта.

Значения капитальных вложений в строительство ВЛЭП, ПС, расчет амортизационных отчислений, потерь в линиях, потерь в короне, потерь в силовых трансформаторах, расчет эксплуатационных расходов взяты из расчета в пункте 4.

Дисконтированный чистый доход [20]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д}})^t}, \quad (161)$$

где  $\mathcal{E}_t$  – чистый поток платежей:

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{\text{д}}, \quad (162)$$

где  $K_t$  – величина капитальных вложений в год, тыс. руб;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$D_t$  – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$K_{\text{д}}$  – затраты на демонтаж оборудования;

$E_{\text{н.д}}$  – норма дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{\text{расч}}$  – расчетный период, принимаем равным 10 годам.

Для варианта №3 доход измеряется по стоимости переданной по новым линиям мощности в год:

$$D_{t\Sigma} = D_{t\min} \cdot D_{t\max} \quad (163)$$

где  $D_{t\max}$  - доход от передачи электрической энергии в осенне-зимний период:

$$D_{t\max} = P_{\Sigma\max} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}} \quad (164)$$

где  $W_{\text{полгода}}$  - продолжительность периода, для каждого принимаем 6 мес.;

$P_{\Sigma\max}$  - переданная по ЛЭП активная мощность за максимальный период, МВт.

Затраты на демонтаж, капитальные затраты на оборудование, и эксплуатационные издержки по оптимальному варианту принимаем в соответствии с расчетами из п.4.

Расчет производился в MS Excel, результат в приложении Д.

Принимаются допущения:

1. проект осуществляется в течении 3 лет;
2. исследование разделено на части и проводится в течение 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно [20].

График строим нарастающим методом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. График представлен на рисунке 17.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Г.

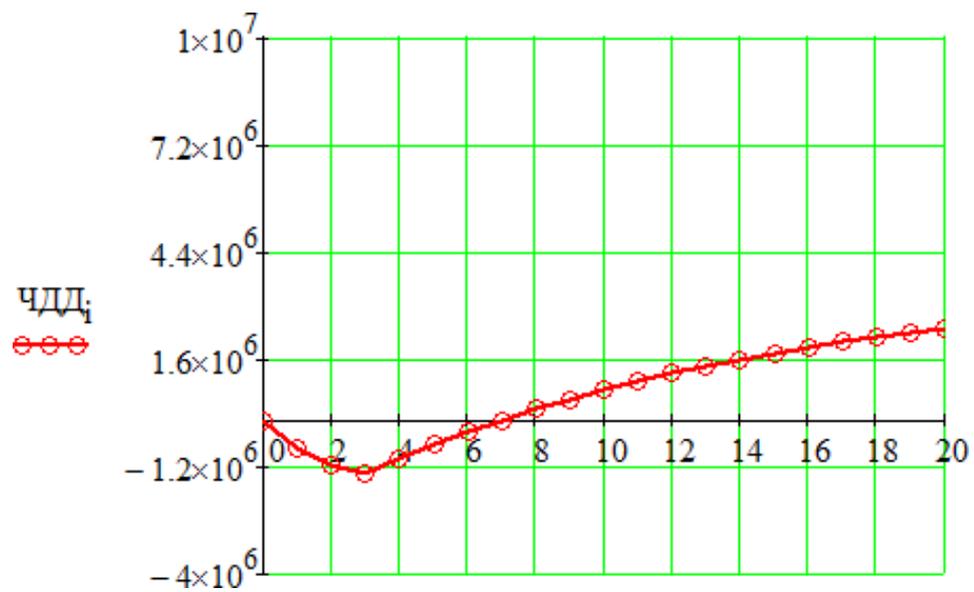


Рисунок 11 – Чистый дисконтированный доход

Так как проект окупается за 7,5 лет и значение чистого дисконтированного дохода принимает положительное значение, то проект реконструкции электрической сети может быть рекомендован к реализации.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Энергетика – это главная часть основной промышленности хозяйства всего мира. По степени воздействия на окружающую среду, объекты энергетики относят к числу наиболее интенсивно влияющих на биосферу. Развитие энергетики определяются уровнем надежности и экологической безопасности энергообъектов, а также защитой при возникновении чрезвычайных ситуаций. Для данного проекта (Реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ в районе, включающем подстанцию Волна и Артемовскую ТЭЦ) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ эксплуатации электроустановок;
- экологичность, связанная с расчетом шума, создаваемым трансформаторами;
- чрезвычайные ситуации, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

### **12.1 Безопасность**

12.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

- а) знать схемы и приемы монтажа (демонтажа) ПС, пройти проверку знаний и иметь документ, подтверждающий квалификацию (удостоверение);
- б) знать источники опасностей и уметь применять на практике способы защиты от них;
- в) знать и уметь выявлять дефекты и повреждения металлических конструкций, механизмов, электро-, пневмо-, гидрооборудования, систем управления ПС и приборов безопасности (ограничителей, указателей, регистраторов);
- г) знать и уметь выполнять наладочные работы на ПС, заявленных специализированной организацией для реализации своей деятельности;

д) уметь применять на практике технологии ремонта и восстановления узлов и деталей ПС, электро- и гидрооборудования, а также ограничителей, указателей, регистраторов и систем управления ПС;

е) знать и уметь применять для выполнения монтажа (демонтажа) ПС такелажные и монтажные приспособления, грузоподъемные механизмы, стропы, соответствующие по грузоподъемности массам монтируемых (демонтируемых) элементов;

ж) уметь применять установленный в организации порядок обмена условными сигналами между работником, руководящим монтажом (демонтажем), и остальным персоналом, задействованными на монтаже (демонтаже) ПС. Соблюдать практическое требование, что все сигналы во время выполнения монтажа (демонтажа) подаются только одним работником (бригадиром монтажной бригады, звеньевым, такелажником-стропальщиком), кроме сигнала "Стоп", который может быть подан любым работником, заметившим опасность;

з) иметь документы, подтверждающие прохождение профессионального обучения;

и) знать методы проведения испытаний ПС;

к) знать и соблюдать требования эксплуатационных документов, касающихся заявленных видов работ на ПС;

л) быть аттестованными (только инженерно-технические работники) на знание требований настоящих ФНП, касающихся заявленных видов работ на ПС [29].

#### 12.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

На линиях электропередачи создаются особые условия труда в связи с тем, что:

1) работа с большими высотами;

2) рабочие места меняются каждый день, иногда и несколько раз.

3) электромонтажники находятся на рабочих местах вдоль горизонтальных линий, что затрудняет контроль за безопасностью.

4) работа требует постоянной проверки состояния заземления, исправности заземленных устройств и наличия напряжения в отключаемых цепях.

При монтаже и ремонте ВЛ, как правило, требуется подъем людей и оборудования на определенные высоты. Наилучшим способом для поднятия рабочих на высоту является подъем с помощью специального подъемного устройства (автовышка, гидроподъемник и др.).

Работы на ВЛ относятся к верхолазным работам, поэтому необходимо строго соблюдать требования техники безопасности при работе с опорами, проводами, тросами.

На пересечениях проводов, тросов и проводов необходимо устанавливать надежное заземление на рабочем пролете ЛЭП.

На высоте при силе ветра 6 баллов монтажные работы запрещены. Запрещено находиться под опорами, люльками и корзинами подъемника.

### 12.1.3 Безопасность при эксплуатации трансформатора

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20%.

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лямочного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

## **12.2 Экологичность**

При реконструкции или перестройке ПС необходимо учитывать уровень шума на прилегающей территории. Населенные пункты часто сталкиваются с таким явлением, как шум от трансформаторов. Системы охлаждения трансформаторов различаются в зависимости от того, какая у них мощность и класс напряжения.

На ПС Чайка установлены 2 трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла серии ТДТН – 16000/110.

Для таких трансформаторов характерны электродинамические шумы и вибрация.

Электромагнитное излучение возникает по различным причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) сила, действующая на обмотку трансформатора при воздействии магнитного поля;
- 3) максимальная нагрузка, возникающая между сердечником трансформатора и шиповыми соединениями.

Магнитоструйный шум возникает из-за работы трансформатора с сердечником. На сердечник трансформатора постоянно воздействует магнитная индукция. В результате магнитострикционного эффекта изменяется сердечник. В результате происходят изгибные движения ярма, стержня и ярма.

В больших трансформаторах звуковые волны через масло передаются в бак, а затем излучаются в воздух.

Шум, вызванный механической вентиляцией, возникает из-за движения воздушного потока по воздуховодам. Аэродинамические шумы возникают при вращении вращающейся поверхности. Этот шум оказывает физиологическое влияние на слух и имеет высокий уровень громкости, так как его частота зависит от геометрии циркулирующих потоков охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно уменьшить, если выбрать вентиляторы с низким уровнем шума и установить звукопоглощающие установки.

Уровень шума в трансформаторах определяется электромагнитными излучением, а также уровнем шума на частоте около 800 Гц, что является очень высоким. Трансформаторный шум состоит из тональных составляющих частотой в два или более раз больше частоты сети, а также их кратных аналогов, что на слух воспринимается как тихий гул.

Чтобы проверить, соблюдаются ли санитарные нормы, нужно определить расстояние до подстанции, где должны соблюдаться санитарные требования по уровню шума. Исходных данных показаны таблицы 92.

Таблица 92 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов	
Система охлаждения	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)
S, МВА	
Uном, кВ	
Тип территории	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. Определим уровень шума в зависимости от типа территории, прилегающей к подстанции Чайка. При этом следует учитывать, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени

суток с 23: 00 до 07: 00 часов [2]. Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Чтобы определить в трансформаторе шумовые характеристики в соответствии с [30]. В этом стандарте предусмотрены регулируемые уровни звуковой мощности в зависимости от типичной мощности, класса напряжения и типа системы охлаждения трансформатора. Скорректированные уровни мощности звука принимаются за нормируемое значение [2]. Для трансформатора, установленного на ПС Чайка уровень звуковой мощности составляет  $L_{pA} = 88$  дБА.

Если  $R > R_{min}$ , то соблюдаются санитарные нормы по шуму на прилегающей территории, реализуется принцип дистанционного контроля. Расчеты показали, что минимальное расстояние от источника шума до границы с прилегающей территорией будет равно 579,71 метра. Уровень шума в трансформаторах находится в норме и никаких мер для снижения уровня шума приниматься не будет.

### **12.3 Чрезвычайные ситуации**

Чрезмерная ситуация возникает при аварии, стихийном бедствии, катастрофе или другом чрезвычайном явлении, которое может привести к человеческим жертвам, значительным материальным потерям и нанесению ущерба окружающей среде.

Опасным видом ЧС на подстанции – это пожар. Несмотря на низкий уровень пожарной опасности, пожары могут привести к катастрофическим последствиям. Повреждение энергоснабжения может привести к серьезным последствиям, в том числе и для сотрудников аварийных служб, а также людей, оказавшихся рядом. Помимо этого, восстановление и ремонт оборудования требуют определенных затрат, которые зависят от масштаба пожара.

В таблице 93 указаны основные причины возникновения пожаров.

Таблица 93 – Причины возникновения пожаров в электроустановках

Причины возникновения пожаров	Доля от общего числа пожаров, %
Короткие замыкания	43,3
Перегрев горючих материалов, находящихся вблизи от источников тепла	33,5
Токовые перегрузки кабелей, проводов и обмоток электрических машин	12
Искрение и электрическая дуга	3,5
Нагрев строительных конструкций при выносе из них электрических кабелей	3
Другое	4,7

Система пожарной безопасности включает в себя системы предотвращения пожаров и противопожарную защиту, а также мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Система предотвращения пожара представляет собой комплекс организационных и технических мер, которые предотвращают возможность возникновения пожаров.

Пожар удастся предотвратить благодаря: устранению образования горючей среды; удалением появления в данной среде (или внесения ее) источника зажигания и соблюдением давления ниже максимально допустимой отметки.

Системой противопожарной защиты принято считать совокупность организационных и технических средств, которые направлены на предотвращение воздействия опасных факторов пожара для людей с целью минимизирования материального вреда от него.

Пожарная безопасность обеспечивается следующими системами:

- В первую очередь, это связано с максимально возможным использованием негорючих материалов вместо опасных для здоровья;
- Ограничение количеств горючего вещества и его размещения. изоляционная среда;
- Предотвращает распространение огня за пределы пожара;
- Применение пожарных средств для тушения пожара;

- Применение конструкций объектов, регламентированных огнестойкостью и степенью горючести;

- Эвакуация людей осуществляется с помощью систем пожаротушения; системы противогазной защиты.

- Применяется пожарная сигнализация и средства оповещения;

- Пожарная охрана промышленных объектов является одной из основных задач.

Немаловажное значение имеют противопожарные преграды и разрывы. Предметы противопожарной защиты предназначены для предотвращения распространения огня внутри помещения.

Чтобы предотвратить распространение пожара, можно использовать:

- Устройство противопожарных барьеров (стены, зоны, пояса, защитные полосы, навесы и др.)

- Устанавливаем предельно допустимые размеры противопожарных секций и отсеков;

- Устройство аварийного включения и отключения оборудования и коммуникаций.

- Предотвратить разлив опасных веществ в случае пожара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных работ удалось решить ряд задач, связанных с качеством и надежностью электроснабжения. Выбраны наиболее оптимальные варианты работы, в том числе и по техническим показателям.

Расчитаны ТЗК, по полученным данным был произведен выбор оборудования, которое соответствует климатическим условиям и имеет большой запас прочности к воздействию ТКЗ для нормального состояния при аварийных режимах работы, подлежащего установке на ПС Чайка.

Определен вариант наиболее эффективного заземления подстанции Чайка. Также рассмотрена расстановка молниеотводов с указанными зонами молниезащиты на графическом плане ПС. Проведен выбор параметров устройств РЗиА при помощи автоматизированного оборудования типа «Бреслер ШТ 2108».

Из ряда расчетов режимов после реконструкции сети видно, ДДТН силовых трансформаторов и линий электропередач находится в допустимых пределах. Напряжение на всех подстанциях, рассматриваемого эквивалента находятся в пределах и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013 [6]. На головных участках токовая загрузка снижалась на 11% в нормальном режиме, и на 5-7% в послеаварийных режимах. В ремонтных режимах, при выводе из строя одного из трансформатора на подстанциях, оставшееся в работе оборудование находится в нормальном состоянии.

Вариант №3 является инвестиционно привлекательным проектом, так как в связи с малыми капитальными вложениями и за счет большого экономического эффекта приносит прибыль и окупается за 7,5 лет.

Расчет шума трансформатора для принятого варианта реконструкции электрической сети дает положительные результаты, так как уровень шума не превышает допустимого уровня звука.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Басманов В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита / В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014. – 91 с.
- 3 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110 – 750 кВ [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 21.05.2023).
- 4 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2012. – 963 с.
- 5 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 1999-01-01. – Москва: Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.
- 6 ГОСТ 32144-2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 2014-01-07. – Москва: федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии; М.: Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.
- 7 ГОСТ 9920-89. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Взамен ГОСТ 9920-75; введ. 1990-01-07. – Москва: Министерство электротехнической промышленности СССР; М.: Изд-во стандартов, 1990. – 54 с.
- 8 Ерошенко С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С.А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

9 Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: издательство АмГУ, 2013.

10 ПО RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа [https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP\\_RastrWin3\\_29\\_08\\_12.pdf/](https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf/) - 02.06.23.

11 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

12 Приказ Министерства энергетики РФ 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» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

13 Приказ Министерства юстиции РФ от 14 декабря 2021 г. № 1216/20 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», на 2021-2024 годы» // Зарегистрирован в Минюсте России 31 декабря 2020 г. №61990.

14 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

15 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

16 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.



26 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

27 Федотов В.П. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ: Учебное пособие / В. П. Федотов, С. С. Старосельников, Л. А. Федотова. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2018.

28 Халилов Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения: учеб. пособие / Ф.Х. Халилов. – Спб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. – 78 с.

29 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

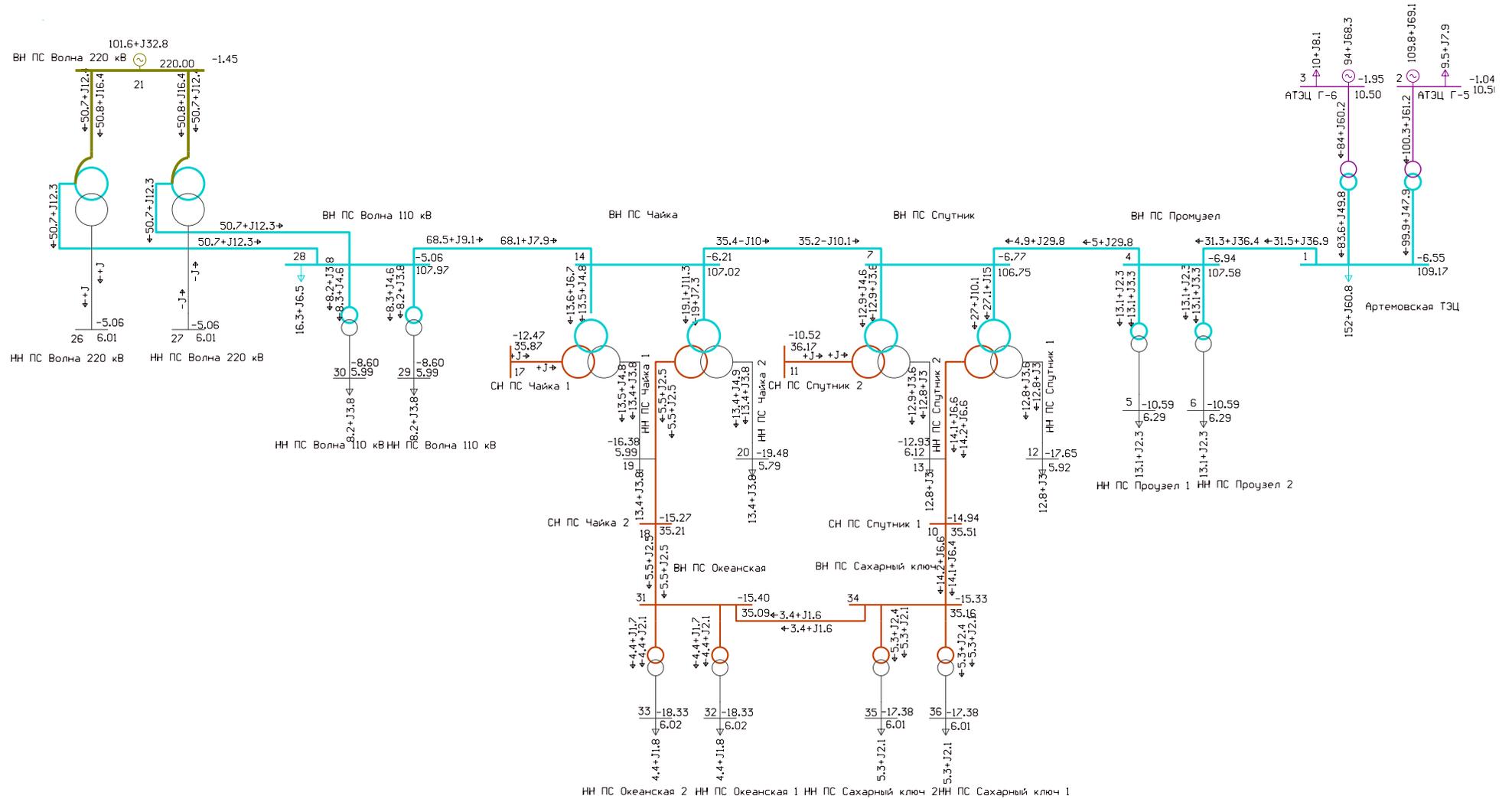
30 Электробезопасность [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 91 с.

31 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: метод. указания к самостоятельной работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 87 с.

32 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф / таблицы-инфляции> - 28.05.2023.

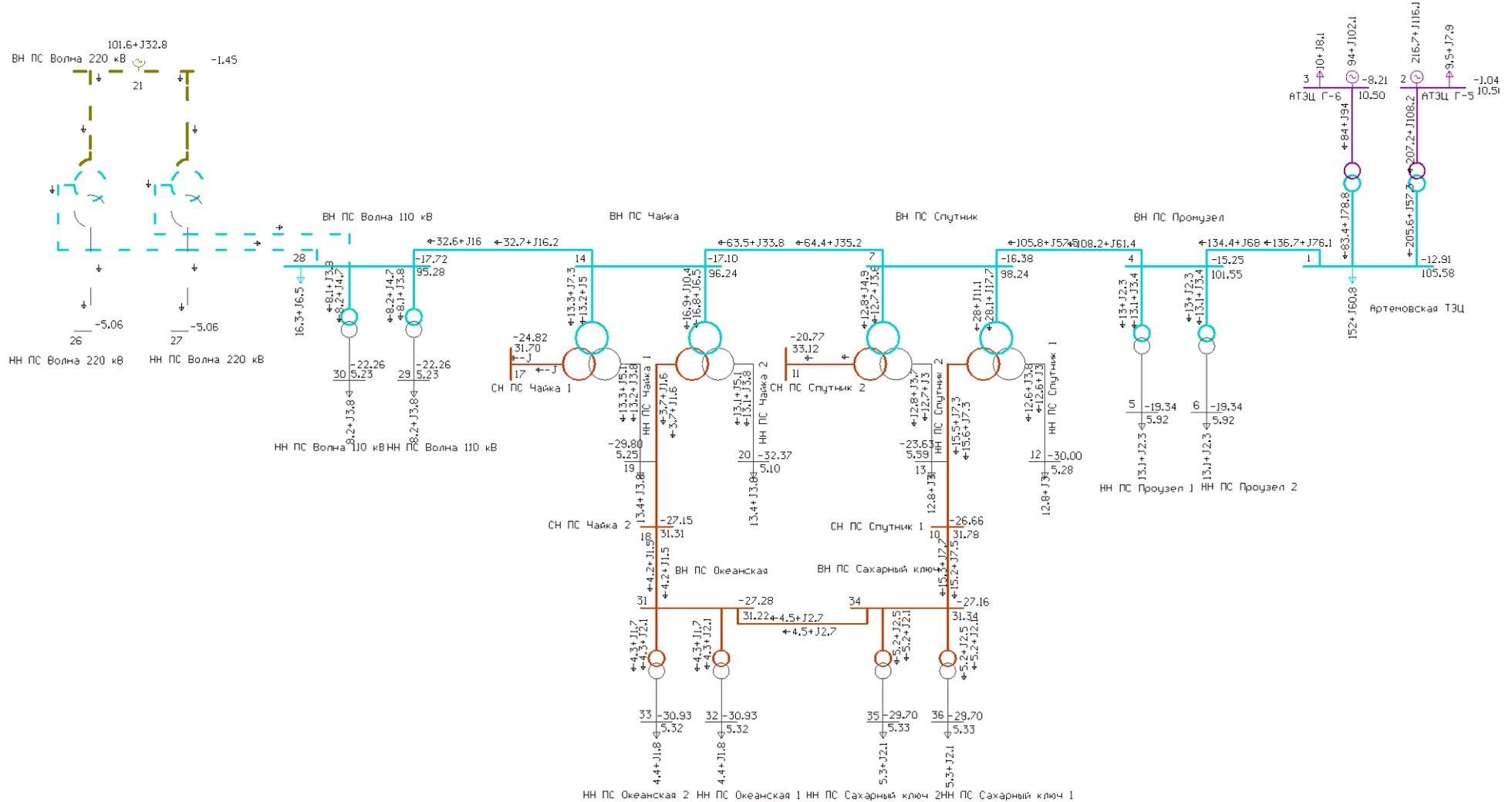
# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Расчет максимального режима до реконструкции электрической сети



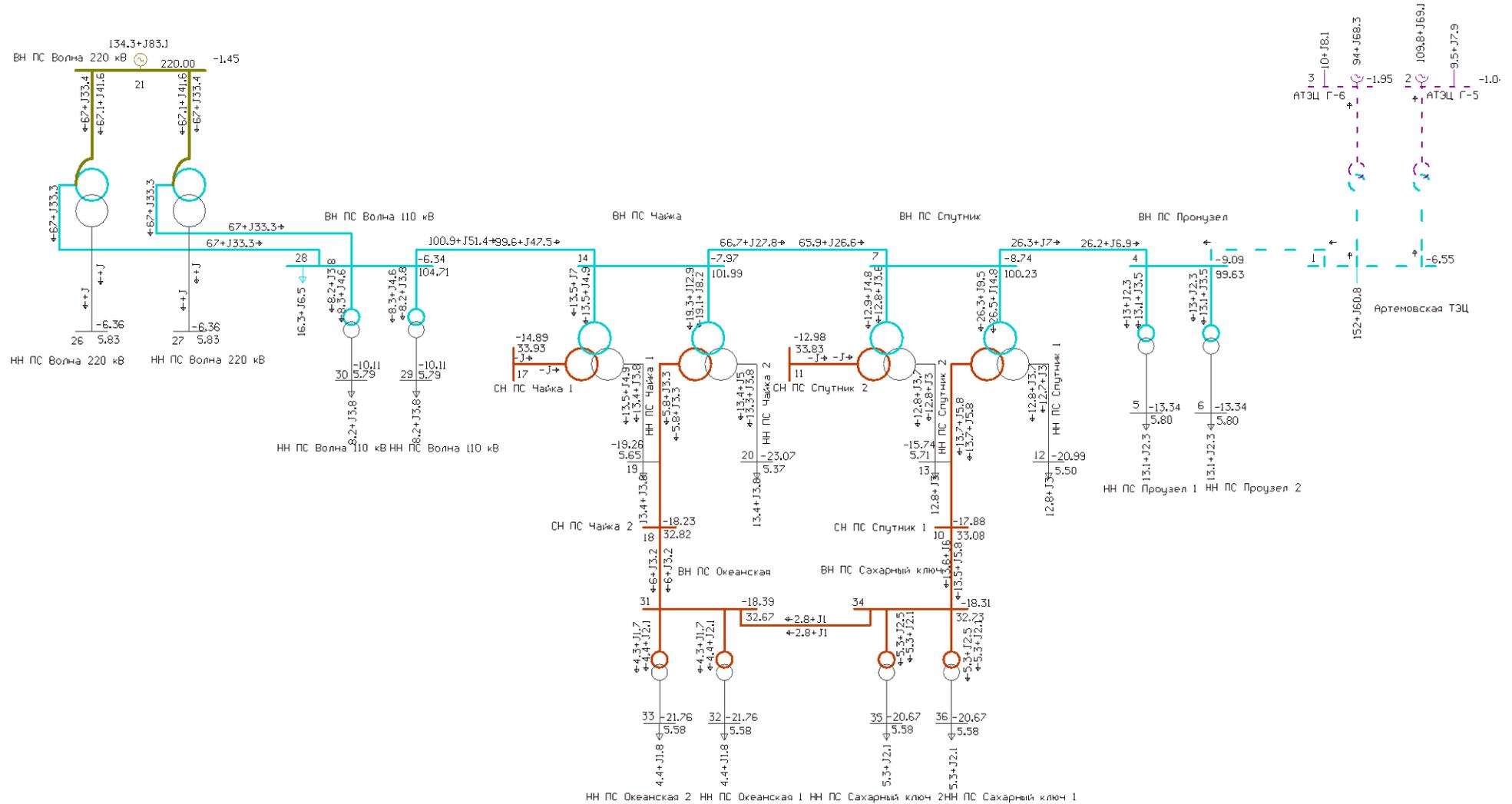
## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Послеаварийный режим максимальных нагрузок до реконструкции электрической сети



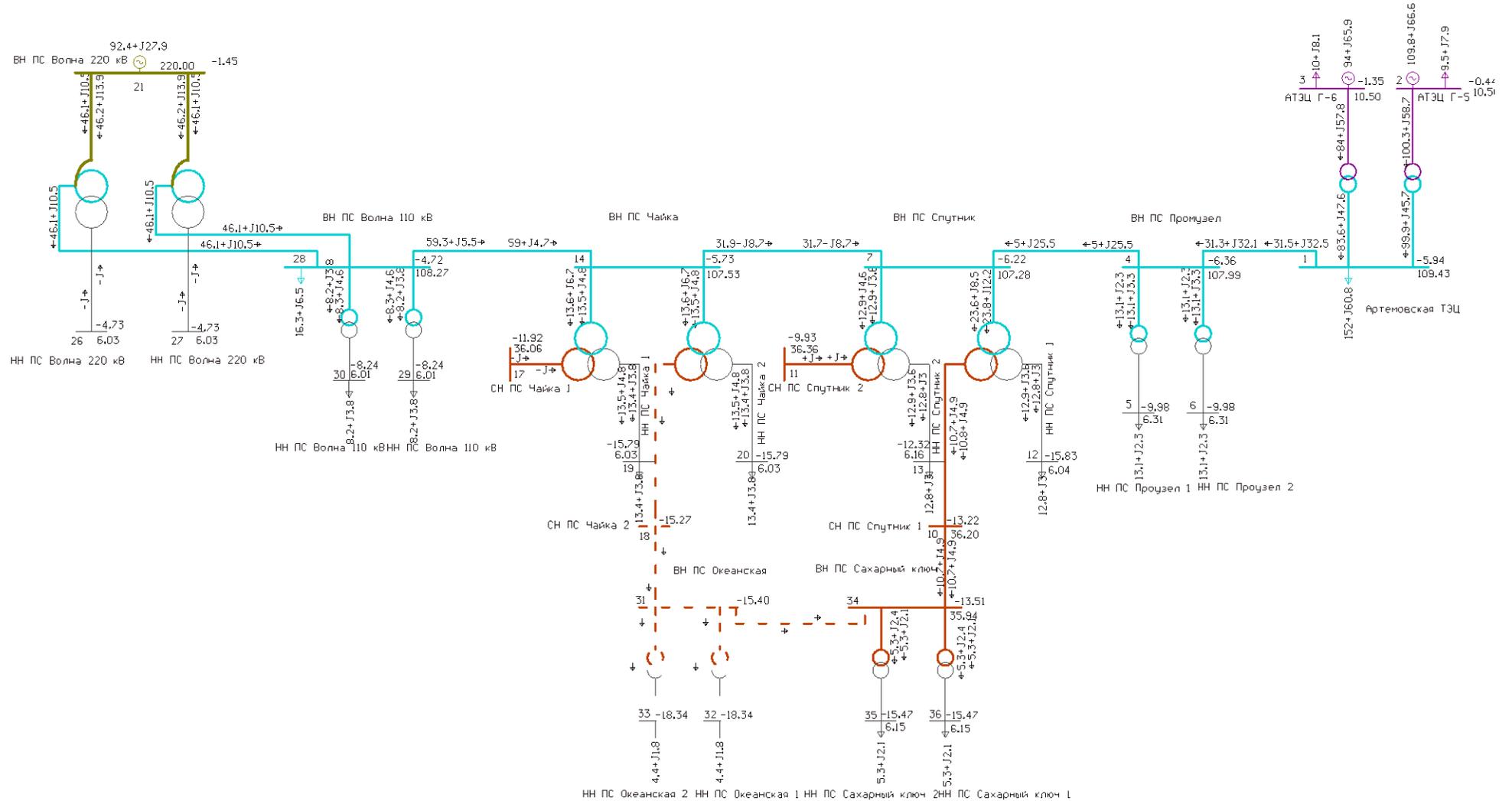
## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Послеаварийный режим максимальных нагрузок до реконструкции электрической сети



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Послеаварийный режим максимальных нагрузок до реконструкции электрической сети





## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет экономки в Matcad 15

Расчет капиталовложений

Вариант №2  $k_H := 4.61$   $k_{зон} := 1.5$

$K_{вл2} := 25 \cdot 3100 = 7.75 \times 10^4$  тыс. руб

$K2 := K_{вл2} + 0 + 0 = 7.75 \times 10^4$  тыс. руб

Вариант №3

$K_{демПС3} := 4 \cdot 7.1 = 28.4$  тыс. руб +

$K_{дем3} := (0 + K_{демПС3}) \cdot k_H \cdot k_{зон} = 196.386$  тыс. руб

$K_{вл3} := 8.8 \cdot 1600 + 44 \cdot 540 = 3.784 \times 10^4$  тыс. руб

$K3 := K_{вл3} + 0 + K_{дем3} = 3.8036386 \times 10^4$  тыс. руб

Расчет потерь электроэнергии

$U_{ном} := 110$   $R_{тр.110} := 2.60$   $\Delta P_{хх.110} := 0.023$

$R_{лэп2} := 1.06$   $P_{эф.з} := 19.58$   $Q_{эф.з} := 5.52$   $T_{г} := 8760$

$R_{лэп3} := 2.10$   $P_{эф.л} := 10.09$   $Q_{эф.л} := 3.42$   $T_{з} := 5900$

$T_{л} := 2860$

Вариант №2

$$\Delta W_{лэп2} := \left[ \frac{(P_{эф.з}^2 + Q_{эф.з}^2) \cdot R_{лэп2} \cdot T_{з}}{(U_{ном})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[ \frac{(P_{эф.л}^2 + Q_{эф.л}^2) \cdot R_{лэп2} \cdot T_{л}}{(U_{ном})^2} \right] \Delta W_{лэп2} = 242.33868838$$

$$\Delta W_2 := 0 + \Delta W_{лэп2} = 242.33868838 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Вариант №3

$$\Delta W_{тр3} := 2 \cdot \Delta P_{хх.110} \cdot T_{г} + \left[ \frac{(P_{эф.з}^2 + Q_{эф.з}^2) \cdot R_{тр.110} \cdot T_{з}}{2 \cdot (U_{ном})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[ \frac{(P_{эф.л}^2 + Q_{эф.л}^2) \cdot R_{тр.110} \cdot T_{л}}{2 \cdot (U_{ном})^2} \right] \Delta W_{тр3} = 700.16782537$$

$$\Delta W_{лэп3} := \left[ \frac{(P_{эф.з}^2 + Q_{эф.з}^2) \cdot R_{лэп3} \cdot T_{з}}{(U_{ном})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[ \frac{(P_{эф.л}^2 + Q_{эф.л}^2) \cdot R_{лэп3} \cdot T_{л}}{(U_{ном})^2} \right] \Delta W_{лэп3} = 480.10494868$$

$$\Delta W_3 := \Delta W_{тр3} + \Delta W_{лэп3} = 1.18027277 \times 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Вариант №2  $\alpha_{эксвл} := 0.008$

$I_{АМ} := \frac{1}{20} = 0.05$   $\alpha_{эксpsc} := 0.049$   $c_0 := 3.18$

$I_{ЭР2} := \alpha_{эксвл} \cdot K_{вл2} + \alpha_{эксpsc} \cdot 0 = 620$  тыс.руб

$I_{\Delta W2} := c_0 \cdot \Delta W_2 = 770.637$  тыс.руб

$I2 := I_{ЭР2} + I_{АМ} + I_{\Delta W2} = 1.39068703 \times 10^3$  тыс.руб

Вариант №3

$I_{ЭР3} := \alpha_{эксвл} \cdot K_{вл3} + \alpha_{эксpsc} \cdot 0 = 302.72$  тыс.руб

$I_{\Delta W3} := c_0 \cdot \Delta W_3 = 3753.267$  тыс.руб

$I3 := I_{ЭР3} + I_{АМ} + I_{\Delta W3} = 4.05603742 \times 10^3$  тыс.руб

Расчет среднегодовых расходов

$З_2 := 0.1 \cdot K2 + I2 = 9.14069 \times 10^3$  тыс.руб

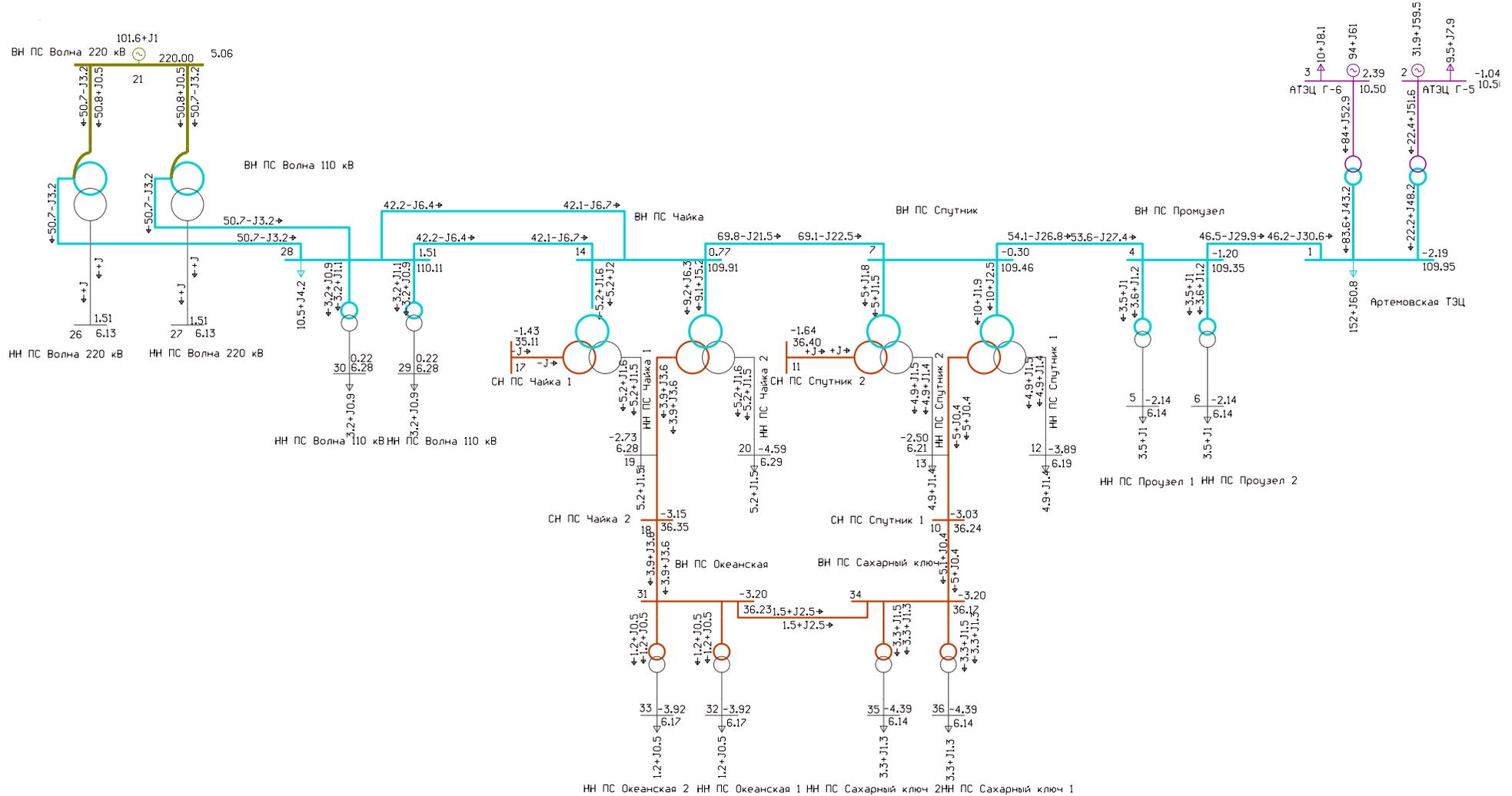
$З_3 := 0.1 \cdot K3 + I3 = 7.85968 \times 10^3$  тыс.руб

$$\frac{З_2 - З_3}{З_2} \cdot 100 = 14.0143843$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

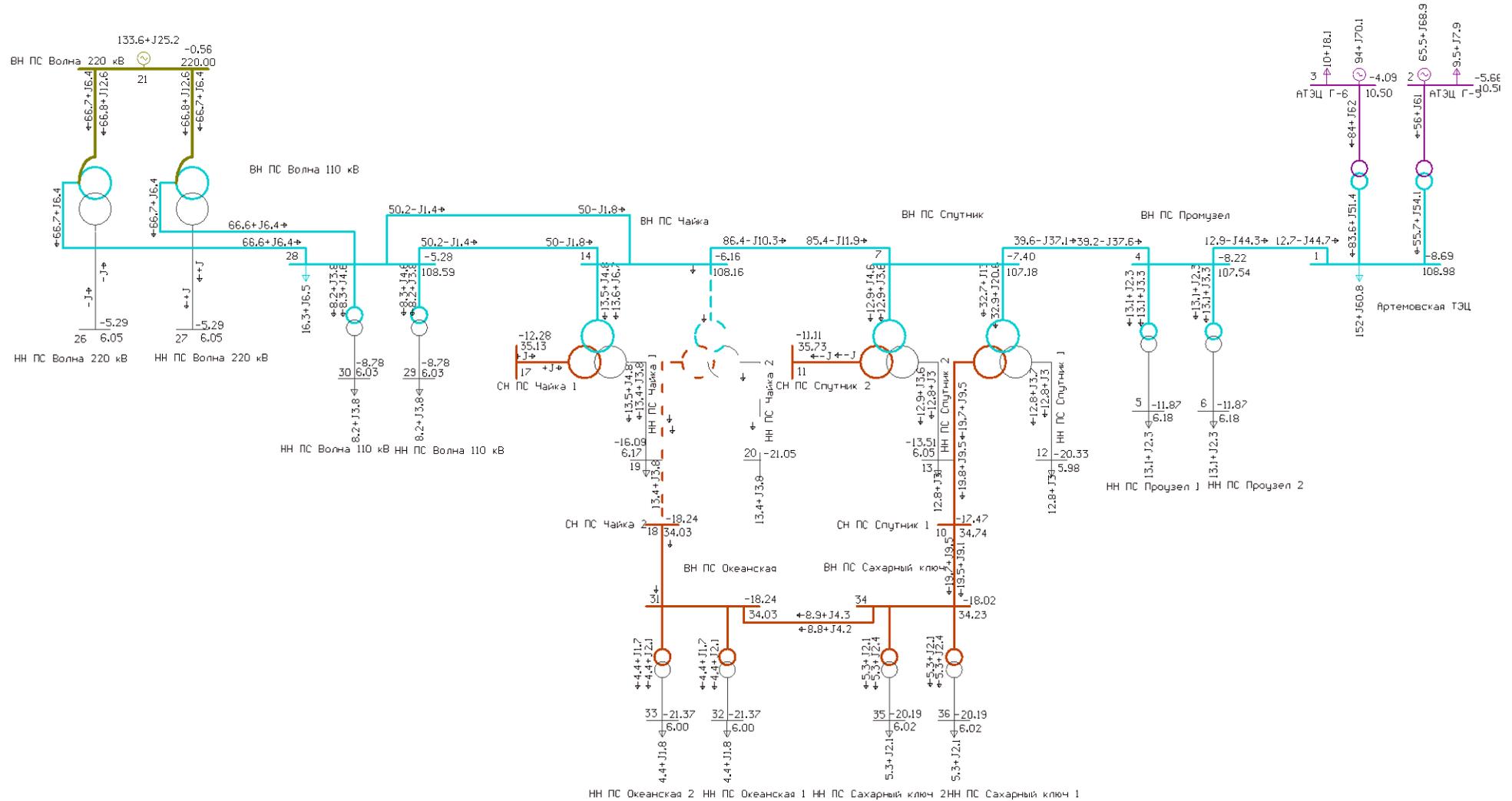
### Расчет минимального режима после реконструкции сети





## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Послеаварийный режим максимальных нагрузок после реконструкции электрической сети



# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## Расчет ЧДД

Вариант №2																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб		Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб		Капитальные вложения в РУ, тыс.руб		Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб		Капитальные вложения в КУ, тыс.руб		Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
0		1062005,7		242025		113406		0		237500			592931			29646,55		34982,929		5049,84	
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Козф. диск-ия	1	0,9090909	0,826446281	0,751314801	0,683013455	0,620921323	0,56447393	0,5131581	0,46650738	0,42409762	0,38554329	0,350493899	0,31863082	0,28966438	0,2633313	0,23939205	0,21762914	0,19784467	0,17985879	0,16350799	0,1486436
Капитальные вложения, тыс.руб	551645,5667	551645,57	551645,5667	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319	69679,319
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	551645,5667	501495,97	455905,427	52351,10368	47591,91244	43265,37494	39332,15904	35756,508	32505,9166	29550,8332	26864,3939	24422,17623	22201,9784	20183,6167	18348,742	16680,675	15164,25	13785,6818	12532,438	11393,1255	10357,387
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	551645,5667	1053141,5	1509047,0	1561398,1	1608990,0	1652255,4	1691587,5	1727344,0	1759849,9	1789400,8	1816265,2	1840687,3	1862889,3	1883072,9	1901421,7	1918102,4	1933266,6	1947052,3	1959584,7	1970977,8	1981335,24

Вариант №3																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб		Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб		Капитальные вложения в РУ, тыс.руб		Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб		Капитальные вложения в КУ, тыс.руб		Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
0		673133,76		242025		113406		0		237500			592931			29646,55		34982,929		11470,26	
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Козф. диск-ия	1	0,90909091	0,82644628	0,751314801	0,68301346	0,620921323	0,56447393	0,51315812	0,46650738	0,42409762	0,38554329	0,3504939	0,31863082	0,28966438	0,2633313	0,239392049	0,21762914	0,19784467	0,17985879	0,16350799	0,14864363
Капитальные вложения, тыс.руб	422021,5867	422021,587	422021,587	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739	76099,739
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	422021,5867	383655,988	348778,171	57174,86026	51977,1457	47251,95062	42956,31875	39051,1989	35501,08988	32273,7181	29339,7437	26672,4943	24247,7221	22043,3837	20039,44	18217,67248	16561,5204	15055,9277	13687,207	12442,9154	11311,7413
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	422021,5867	805677,6	1154455,7	1211630,6	1263607,8	1310859,7	1353816,0	1392867,2	1428368,3	1460642,0	1489981,8	1516654,3	1540902,0	1562945,4	1582984,8	1601202,5	1617764,0	1632819,9	1646507,1	1658950,1	1670261,80

