

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  
Направленность (профиль)

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения завода по производству металлопроката в городе Большой Камень Приморского края

Исполнитель  
студент группы

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.И. Черенкова

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  
старший 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  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Черенкова Екатерина Игоревна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения завода по производству металлопроката в городе Большой Камень Приморского края

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика климатических условий и территориальных особенностей. 2. Описание электрических сетей района расположения ПС Литейная. 3. Обоснование целесообразности строительства новой подстанции Литейная. 4. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок. 5. Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Литейная и выбор оптимального. 6. Расчет и анализ режимов работы системы внешнего электроснабжения завода металлопроката. 7. Выбор оптимального варианта развития электрической сети. 8. Расчет токов короткого замыкания. 9. Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции Литейная. 9. Выбор оборудования подстанции Литейная. 10. Выбор оборудования подстанции Литейная. 11. Расчет устройств молниезащиты. 12. Расчет заземляющего устройства. 13. Разработка релейной защиты на ПС литейная. 14. Автоматика, Применяемая на ПС Литейная. 15. Безопасность и эко логичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема сети с учетом реконструкции. 2. Варианты реконструкции. 3. Однолинейная схема. 4. План ОРУ. 5. План молниезащиты ПС Литейная. 6. Защита трансформатора..

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи

задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина,  
Зав. кафедрой, доктор. тех. наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 стр., 23 рисунка, 40 таблиц, 117 формул, 30 источников, 3 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ДУГОВАЯ ЗАЩИТА, ОТХОДЯЩЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ

Целью данной работы является - разработка варианта реконструкции электрических сетей напряжением 110 кВ Приморского края при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения.

Актуальность работы заключается в том, что в настоящее время в Приморском крае в частности в городе Большой камень планируется ввод эксплуатацию такого мощного потребителя электрической энергии как, завод производству металлопроката и питающую его ПС Литейную. Для работы данного объекта необходимо выполнить проект системы внешнего электроснабжения, который должен соответствовать всем существующим требованиям по качеству и надёжности питания потребителей. Так же при подключении данного потребителя следует уделить значительно внимание состоянию и схеме существующих электрических сетей в районе расположения объекта, с соответствующим анализом слабых мест и режимов работы. Ввод в эксплуатацию данного потребителя в значительной степени позволит поднять экономику района, приведет к дополнительным отчислениям в бюджет района, а также создаст рабочие места для жителей.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВВ – высоковольтный выключатель;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ДЗ – дуговая защита;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- МЗ – микропроцессорная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПС – подстанция;
- РПН – устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика климатических условий и территориальных особенностей	10
2. Описание электрических сетей района расположения ПС Литейная	12
2.1. Структурный анализ электрических сетей	12
2.2. Линии электропередачи	15
2.3. Подстанции	15
2.4. Характеристика возможных источников питания	17
2.5. Характеристика потребителей ПС Литейная	18
3. Обоснование целесообразности строительства новой подстанции Литейная	21
4. Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	22
4.1 Расчет нагрузок потребителей ПС Литейная	22
4.2 Расчет нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей	24
4.3 Прогнозирование нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей	27
5. Разработка вариантов развития электрических сетей при вводе в эксплуатацию ПС Литейная и выбор оптимального	30
5.1 Выбор номинального напряжения при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения	30
5.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения	30
5.3 Технический анализ принятых вариантов реконструкции	38
5.4 Компенсация реактивной мощности	40
5.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Литейная	42

5.6 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи и проверка сечений существующих линий	45
6. Расчет и анализ режимов работы системы внешнего электропитания завода металлопроката	50
6.1 Расчет режима работы эквивалента существующей сети	54
6.2 Расчет режимов работы при подключении ПС Литейная к системе внешнего электропитания	54
7. Выбор оптимального варианта развития электрической сети	60
8. Расчет токов короткого замыкания	65
9. Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции Литейная	73
10 Выбор оборудования подстанции Литейная	76
10.1. Выбор выключателей 110 кВ	78
10.2. Выбор выключателей 10 кВ	79
10.3. Выбор разъединителей 110 кВ	81
10.4 Выбор трансформаторов тока	81
10.5 Выбор трансформаторов напряжения	86
10.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	88
10.7 Выбор гибких шин 110 кВ	89
10.8 Выбор жестких шин 10 кВ	90
10.9 Выбор опорных изоляторов 10 кВ	92
11 Расчет устройств молниезащиты	93
11.1 Защита от прямых ударов молнии	93
11.2 Защита от набегающих волн перенапряжений	95
12 Расчет заземляющего устройства	98
13 Защита силовых трансформаторов ПС Литейная	103
13.1. Дифференциальная защита	103
13.2. Газовая защита	107
13.3. Защита от перегрузки	107
13.4. Максимальная токовая защита	108

14. Автоматика, применяемая на ПС Литейная	109
14.1. Автоматика ввода резерва	109
14.2. Автоматическая частотная разгрузка	109
14.3. Автоматическое повторное включение	110
15. Безопасность и экологичность	112
15.1. Безопасность	112
15.2. Экологичность	115
15.3. Чрезвычайные ситуации	122
Заключение	125
Библиографический список	126
Приложение А Расчет режима работы эквивалента сети	130
Приложение Б Расчет режимов работы первого варианта реконструкции	132
Приложение В Расчет режимов работы третьего варианта реконструкции	142

## ВВЕДЕНИЕ

В представленной работе разработан вариант развития Приморских электрических сетей при подключении ПС Литейная к схеме внешнего электроснабжения. Организация источника питания для промышленного предприятия является очень серьезной задачей, которая должна решаться комплексно, при этом должно учитываться значительное количество факторов при подключении данного объекта электроэнергетики к системе внешнего электроснабжения.

Целью данной работы является - разработка варианта реконструкции электрических сетей напряжением 110 кВ Приморского края при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения

В ходе выполнения данной работы решено значительное количество как технических, так и экономических задач, в частности:

- Анализ состояния и определение основных характеристик электротехнического оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей Приморского края.

- Расчет электрических нагрузок дополнительного потребителя

- Выполнение расчетов, связанных разработкой схемы подключения новой ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения

- Выбор и проверка основного электротехнического оборудования вновь вводимой ПС Литейная

При выполнении работы проведено значительное количество расчетов включая определение расчетных нагрузок завода по производству металлопроката, определение рационального напряжения подключения ПС Литейная, разработка и сравнение различных вариантов подключения, расчет токов короткого замыкания и последующий выбор основного и вспомогательного оборудования ПС Литейная

Практическая значимость представленной работы – заключается в получении реальных данных о необходимом оборудовании как на ПС

Литейная, так и в системе внешнего электроснабжения, так же в получении данных о токах короткого замыкания на рассматриваемом объекте.

Перечень использованного программного обеспечения (обеспеченного лицензией)

Операционная система MS Windows 10 Education, Pro

MS Office 2013/2016 PRO PLUS Academic

Kaspersky Endpoint Security 2010

RastrWin3 Базовый комплекс

RastrWin3 Оптимизация режима

Mathcad Education – University Edition

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ.

При выборе электротехнического оборудования в частности выключателей, ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов тока и напряжения, следует особое внимание уделять климатической характеристике района расположения рассматриваемого объекта в частности ПС Литейная. Учитывая тот факт, что в данной работе будет производиться реконструкция электрической сети при подключении данного объекта, следовательно, для правильного расчета и выбора как линейного, так и подстанционного оборудования понадобятся следующие данные:

- для выбора проводов линий электропередач необходимы данные о скоростном напоре ветра и толщине стенки гололеда.
- при выборе подстанционного оборудования необходимы данные и температуре в рассматриваемом районе как минимальной, так и наибольшей.
- правильный расчет заземляющего устройства так же включает в себя учет глубины промерзания грунта.
- правильный расчет грозоупорности как ВЛ, так и подстанционного оборудования должен учитывать число грозových часов в году.

В соответствии с [22] были определены необходимые для проектирования климатические условия характеристики которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	36
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Температура гололедообразования, °С	-5
Минимальная температура воздуха, °С	-30
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5,5
Максимальная температура воздуха, °С	+35
Число грозových часов в год	10-20
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,0
Состав почвы	Буроподзолистые
Преобладающее направление ветров	Северное

## 2. ОПИСАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПС ЛИТЕЙНАЯ

### 2.1 Структурный анализ электрических сетей

В данном разделе будет проведен анализ электрических сетей, которые в настоящее время эксплуатируются в районе расположения ПС Литейная, для этого на рисунке 1 представлена карта схема расположения объектов, на рисунке 2 упрощенная однолинейная схема данной сети, рассмотрим ее подробно.

Как видно на рисунке 1 в предполагаемом районе расположения ПС Литейная имеются следующие ПС 110 кВ: Новый мир, Садовая, Береговая-1 и ПС 220 кВ Береговая-2, при этом основной уровень напряжения линий электропередачи от которых возможно подключение данного объекта к системе внешнего электроснабжения это 110 кВ.

С точки зрения схемы электроснабжения ПС в данном случае как видно на рисунке имеются два основных источника для питания данного района электрических сетей это ПС 220 кВ Береговая-2 (на ней установлены два автотрансформатора типа АДЦТН 63000/220/110/6), а также Артемовская ТЭЦ. ПС Новый мир, Топаз, Подьяпольск, Песчаная, получают питание по двум линиям электропередачи от распределительного устройства среднего напряжения 110 кВ ПС Береговая-2, но также они могут получать питание со стороны ПС Береговая-1 через ПС Промысловка. Что касается ПС Садовая, Береговая-1, а также Смоляниново-т то они включены в схему с двухсторонним питанием и могут получать его как от Артемовской ТЭЦ, так и от ПС Береговая-2. Схема электроснабжения данного энергорайона имеет сложную конфигурацию и множество связей что положительно влияет на надежность электроснабжения, но отрицательно сказывается на режиме работы и сложности оперативных переключений.



Рисунок 1 - Карта схема расположения объектов

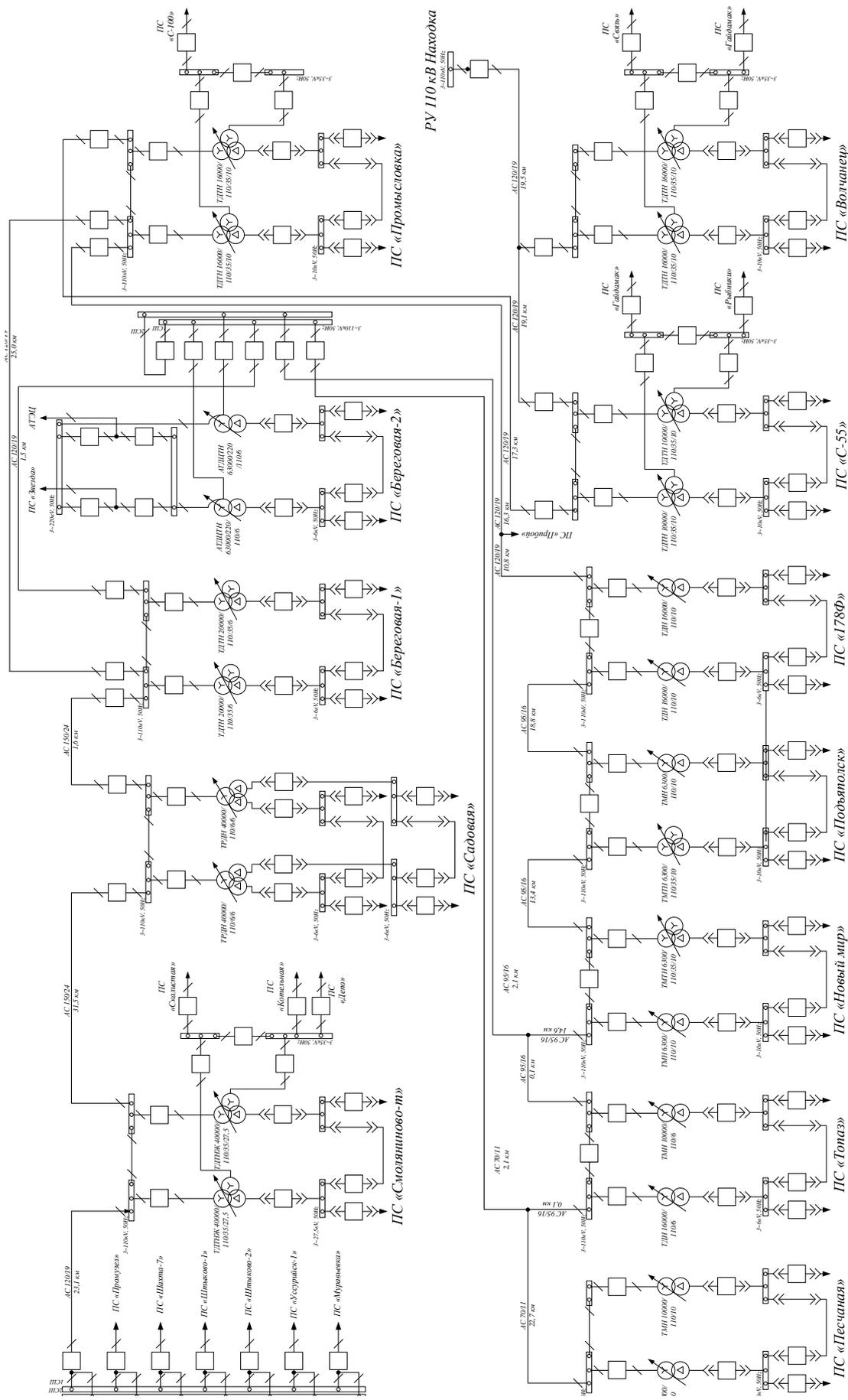


Рисунок 2 – Однолинейная схема электрической сети

Рассмотрим подробно подстанции данного района, а также линии электропередачи. Схема электрической сети так же представлена на листе №1 графической части.

## 2.2 Линии электропередачи

Линии электропередач выполнены воздушными с использованием неизолированного сталеалюминиевого провода марки АС 70/11, 90/16 120/19, 150/24 протяженность участков варьируется от 0,1 до 31,5 км. Характеристики ВЛ представлены в таблице 2

Таблица 2 – Характеристики ВЛ 110 кВ

Наименование ВЛ	Протяженность (км)	Материал опор	Кол-во цепей	Марка провода
ПС Песчаная – отп. ПС Топаз	22,7	Сталь	1	АС 70/11
ПС Топаз – отп. ПС Топаз	0,1	Сталь	1	АС 95/16
ПС Береговая-2 – отп. ПС Топаз	2,1	Сталь	1	АС 70/11
отп. ПС Топаз – ПС Новый мир	14,6	Сталь	1	АС 95/16
ПС Береговая-2 – отп. ПС Топаз	2,1	Сталь	1	АС 95/16
ПС Подьяпольск – ПС Новый мир	13,4	Сталь	1	АС 95/16
ПС Подьяпольск – ПС 178Ф	18,8	Сталь	1	АС 95/16
ПС Береговая-1 – ПС Береговая-2	1,5	Сталь	1	АС 120/19
ПС Подьяпольск – ПС 178Ф	1,6	Сталь	1	АС 150/24
ПС Смоляниново-т – ПС Садовая	31,5	Сталь	2	АС 150/24
ПС Смоляниново-т – АТЭЦ	23,1	Сталь	2	АС 120/19
ПС Береговая-1 – ПС Садовая	АС 150/24	Сталь	1	АС 120/19
ПС Береговая-1 – ПС Промысловка	25,0	Сталь	1	АС 120/19
ПС Прибой – ПС 178Ф	10,8	Сталь	1	АС 120/19
ПС Прибой – ПС Промысловка	16,3	Сталь	1	АС 120/19
ПС С-55 – ПС Промысловка	17,3	Сталь	1	АС 120/19
ПС С-55 – ПС Волчанец	19,1	Сталь	1	АС 120/19
ПС Находка – ПС Волчанец	19,5	Сталь	1	АС 120/19

## 2.3 Подстанции

Рассмотрим подробно характеристику каждой подстанции в рассматриваемом районе электрических сетей, основные данные по подстанциям представлены в таблице 3

Таблица 3 – Характеристика ПС 110 кВ

Наименование ПС	Схема РУ ВН	Схема РУ НН	Схема подключения	Количество и тип трансформаторов	Кз (%)
Песчаная	две секции шин	две секции шин	отпаечная	ТМН 6300/110/10, ТМН 10000/110/10	0,1
Топаз	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	две секции шин	транзитная	ТМН 10000/110/6, ТДН 16000/110/6	0,12
Новый мир	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	две секции шин	транзитная	ТМН 6300/110/10, ТМТН 6300110/35/10	0,25
Подьяпольск	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	две секции шин	транзитная	ТМН 6300/110/10, ТМТН 6300110/35/10	0,22
178Ф	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов	две секции шин	транзитная	ТДН 16000/110/6, ТДН 6300/110/6	0,2
Береговая -1	Одна секц-ая система шин	две секции шин	транзитная	ТДТН 20000/110/35/6, ТДТН 20000/110/35/6	0,2
Садовая	Одна секц-ая система шин	две секции шин	транзитная	ТРДН 40000/110/6/6, ТРДН 40000/110/6/6	0,12
Смоляниново-т	Одна секц-ая система шин	РУСН: две секции шин РУ НН: две секции шин	транзитная	ТДТНЖ 40000/110/35/27,5, ТДТНЖ 40000/110/35/27,5	0,16
Прибой	Одна секц-ая система шин	две секции шин	отпаечная	ТМН 6300/110/10, ТМН 6300110/10	0,19
Промысловка	Одна секц-ая система шин	РУСН: две секции шин РУ НН: две секции шин	транзитная	ТДТН 16000/110/35/10, ТДТН 16000/110/35/10	0,22
С-55	Одна секц-ая система шин	РУСН: две секции шин РУ НН: две секции шин	транзитная	ТДТН 10000/110/35/10, ТДТН 10000/110/35/10	0,29
Волчанец	Одна секц-ая система шин	РУСН: две секции шин РУ НН: две секции шин	отпаечная	ТДТН 16000/110/35/10, ТДТН 16000/110/35/10	0,35

Проводим анализ режимов работы трансформаторов на ПС рассматриваемого района электрических сетей и делаем вывод о крайне неневысоком значении коэффициентов загрузки, самое низкое значение коэффициента имеется на ПС Песчаная – 0,1, при этом на ПС возможно отключение одного трансформатора даже при максимальных нагрузках, наибольшее значение коэффициентов загрузки имеется на ПС Волчанец – 0,35.

#### **2.4 Характеристика возможных источников питания**

Основным возможным источником питания по территориальной близости является: ПС 220 кВ Береговая-2, Артемовская ТЭЦ так же является возможным источником питания, находящимся на значительном удалении от ПС Литейная по сравнению с первым источником. Наиболее удаленным является ПС 220 кВ Находка. Рассмотрим их подробно.

**ПС Береговая-2:** расположена к северо-западу от ПС Литейная, имеет свободную располагаемую мощность 43,5 МВА, здесь имеется три уровня номинальных напряжений, распределительное устройство 220 кВ выполненное по схеме четырехугольник имеет две отходящие линии в сторону Артемовской ТЭЦ и ПС Звезда, распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «одна рабочая секционированная система шин» имеет три отходящие линии и связь с ПС Береговая-1, Топаз, Новый мир, распределительное устройство 6 кВ выполненное по схеме «две секции шин». На ПС Береговая-2 установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН 63000/220/110/6.

**Артемовская ТЭЦ:** представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 400 МВт. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт №5, 6, 7, 8.

Рассмотрим распределительные устройства на данном объекте: РУ 220 кВ выполнено по схеме: две рабочие не секционированные системы шин с обходной системой, общее количество отходящих линий – 3 по которым выполнена связь с ПС Береговая -2, ПС Аэропорт и ВТЭЦ-2, РУ 110 кВ выполнено по схеме две рабочие не секционированные системы шин, общее количество отходящих линий составляет 7, имеется связь с ПС Промузел, Шахта-7, Штыково-1,2, Уссурийск-1, Смоляниново-т, Муравьевка.

**ПС Находка:** расположена к юго-востоку от ПС Литейная, имеет свободную располагаемую мощность 38,5 МВА, здесь имеется три уровня номинальных напряжений 220/110/6 кВ, распределительное устройство 220 кВ выполненное по схеме две рабочие не секционированные системы шин имеет линии в сторону ПС Лозовая и ПС Береговая-2, распределительное устройство 110 кВ выполненное по схеме «одна рабочая секционированная система шин» имеет шесть отходящих линий. На ПС Находка установлены два автотрансформатора типа АДЦТН 63000/220/110/6.

## **2.5 Характеристика потребителей ПС Литейная**

В данном разделе рассмотрим основных потребителей, которые будут получать питание от распределительного устройства низкого напряжения ПС Литейная, т.к. предполагается подключение от данного РУ завода по производству металлопроката, следовательно, основную часть потребителей составят электродвигатели как синхронные, так и асинхронные.

Приводим состав основных цехов завода по прокату металла:

1) Заводоуправление: это здание в котором расположены административные помещения для управляющего, обслуживающего персонала, характерной особенностью является наличие значительного количества вычислительной техники, осветительных приборов, систем кондиционирования.

2) Главный корпус: здесь расположены различные транспортные и иные вспомогательные механизмы, предназначенные для транспортировки сырья и материалов

3) Насосно –компрессорная: как следует из названия основная часть потребителей — это вспомогательное оборудование в частности различные насосы и компрессоры

4) Цех холодного проката: основными потребителями электрической энергии являются приводы главных станов, при этом прокат стали выполняется как видно из названия в холодном состоянии

5) Цех холодного проката: здесь так же основными потребителями электрической энергии являются приводы главных станов, прокат более массивных заготовок стали выполняется в горячем состоянии

6) Цех сталеплавильных печей: к потребителям данной категории относятся различные печи и устройства нагрева металла

Рассмотрим подробно характеристики электроприемников: по роду тока они относятся к потребителю переменного тока промышленной частоты 50 Гц и подключаются на напряжении 380 В, 10000 В. Мощность нагрузки средняя или большая. Коэффициент мощности  $\text{tg } \varphi$  варьируется от 0,75 до 1,17, по режиму работы электроприемники относятся к постоянной или резко-переменной нагрузке.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребители второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного

источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Данный потребитель имеет очень высокие требования по надежности электроснабжения, это связано с бесперебойной технологией производства потому основная часть потребителей 90% (главные приводы, конвейеры) имеет первую категорию по надёжности электроснабжения, остальная часть 10% относятся как ко второй, так и к третьей категории, этот факт следует учитывать при проектировании распределительных устройств низкого и высокого напряжения т.к. должны иметься два независимых источника питания.

### 3 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ЛИТЕЙНАЯ

Как указывалось, ранее в настоящее время планируется ввод в работу нового объекта тяжелой промышленности в Приморском крае в частности в городе Большой камень при этом электроснабжение значительного количества электроприемников должно быть выполнено с высокой степенью надежности. Географическое расположение данного объекта таково что подключение к существующим ПС экономически не целесообразно из-за большой удаленности, поэтому в данной работе принимается решение о проектировании новой ПС Литейная которая будет расположена на территории предприятия, так же она будет соответствовать всем требованиям по качеству и надежности электроснабжения всех электроприемников завода.

При проектировании ПС будут приниматься решения, касающиеся высокой схемной надежности при подключении к системе внешнего электроснабжения, так же предпочтение будет отдаваться современному оборудованию, имеющему высокие эксплуатационные характеристики.

Данная ПС может быть выполнена как открытого, так и закрытого исполнения, при этом второй тип применяется случае отсутствия возможности расположить оборудования на большой площади, т.к. в данном случае площади, отводимые под ПС позволяют это сделать, следовательно, принимается решение выполнить РУ ВН открытого типа. Достоинством открытого распределительного устройства является его относительно низкая стоимость по сравнению с элегазовым КРУ.

## 4 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе будет производиться расчёт нагрузок как на самой ПС Литейная, но так же будут определены и вероятностные характеристики нагрузки на всех ПС рассматриваемого района электрических сетей.

### 4.1 Расчет нагрузок потребителей ПС Литейная

Учитывая то что в данной работе рассматривается проектирование системы внешнего электроснабжения и основной упор должен быть сделан на это, то расчет нагрузок потребителей ПС Литейная будет выполняться по упрощенным формулам с использованием таких параметров как средневзвешенный коэффициент использования, а также средневзвешенный коэффициент мощности. Основные данные необходимые для расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика основных потребителей ПС Литейная

Наименование потребителя	Коэффициент использования $k_u$	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Установленная мощность (кВт)
Заводоуправление	0,8	0,8	290
Главные корпус	0,4	0,7	3000
Блок вспомогательных цехов	0,35	0,7	1700
Насосно-компрессорная	0,65	0,75	2200
Цех холодного проката	0,6	0,8	6500
Цех горячего проката	0,5-0,6	0,8	9500
Цех сталеплавильных печей	0,4	0,7	15000
Сторонняя нагрузка	0,8	0,85	8000

Расчет электрических нагрузок на примере заводоуправления:

Установленная активная мощность:

$$P_{\text{уст}} = 290 \text{ (кВт)}$$

Коэффициент использования

$$k_u = 0,8$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = 0,8$$

Расчетная активная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле [9]:

$$P_p = P_{\text{уст}} \cdot k_u \quad (1)$$

$$P_p = 290 \cdot 0,8 = 232,0 \text{ (кВт)}$$

Расчетная полная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле [9]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi} \quad (2)$$

$$S_p = \frac{232,0}{0,8} = 290,0 \text{ (кВА)}$$

Расчетная реактивная мощность заводоуправления определяется по следующей формуле [9]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2} \quad (3)$$

$$Q_p = \sqrt{290,0^2 - 232,0^2} = 174,0 \text{ (кВАр)}$$

Результаты расчета по остальным потребителям сведены в таблицу 5:

Таблица 5 – Расчет нагрузок потребителей ПС Литейная

	$k_u$	$\cos\varphi$	$P_{уст}$ (кВт)	$P_p$ (кВт)	$Q_p$ (кВАр)	$S_p$ (кВА)
Заводоуправление	0,8	0,8	290	232,0	174,0	290,0
Главные корпус	0,4	0,7	3000	1200,0	1224,0	1714,0
Блок вспомогательных цехов	0,35	0,7	1700	595,0	607,02	850,0
Насосно-компрессорная	0,65	0,75	2200	1430,0	1261,0	1907,0
Цех холодного проката	0,5	0,8	6500	3250,0	2438,0	4063,0
Цех горячего проката	0,6	0,8	9500	5700,0	4275,0	7125,0
Цех сталеплавильных печей	0,4	0,7	15000	6000,0	6121,0	8571,0
Сторонняя нагрузка	0,8	0,85	8000	6400,0	3966,0	7529,0
Суммарное значение				24810,0	20070,0	31910,0

На основании полученных данных далее будет выполняться выбор устройств компенсации реактивной мощности и последующий выбор силовых трансформаторов для ПС Литейная.

#### 4.2 Расчет нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей

В данном разделе применяется вероятностно статистический метод, основанный на реальных данных, в качестве реальных данных рассматривались данные контрольных замеров за 5 лет, проведенный анализ данных позволил выявить наиболее загруженный год – 2022.

На основании этих данных далее будет проводиться реконструкция электрической сети, выбор и проверка оборудования линий электропередачи и подстанции, а также расчет различных режимов работы.

В качестве необходимых данных которые будут использоваться в дальнейших расчетах являются средняя, эффективная и максимальная мощность нагрузки.

Расчет средней мощности выполняется по следующей формуле [10]:

$$P_{cp} = \frac{\sum P_i}{N} \quad (4)$$

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q_i}{N} \quad (5)$$

где  $P_i$  – активная мощность нагрузки для каждого замера (МВт);

$Q_i$  – реактивная мощность нагрузки для каждого замера (Мвар);

$N$  – количество замеров (ед.);

Расчет эффективной мощности выполняется по следующей формуле [11]:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{\sum P_i^2}{N}} \quad (6)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{\sum Q_i^2}{N}} \quad (7)$$

Максимальная мощность нагрузки определяется из данных контрольного замера путем выбора наибольшего значения, из всех замеров.

Проводим расчет данных параметров на примере одной ПС Береговая-1, выполняем расчет средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp} = \frac{6,03 + 7,23 + 8,37 + 7,38}{4} = 7,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{cp} = \frac{1,63 + 1,96 + 2,26 + 1,99}{4} = 1,96 \text{ (кВАр)}$$

Средняя полная мощность определяется как:

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2} \quad (8)$$

$$S_{cp} = \sqrt{7,25^2 + 1,96^2} = 7,52 \text{ (кВА)}$$

Выполняем расчет эффективной мощности для ПС Береговая -1:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{6,03^2 + 7,23^2 + 8,37^2 + 7,38^2}{4}} = 7,3 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1,63^2 + 1,96^2 + 2,26^2 + 1,99^2}{4}} = 1,97 \text{ (кВАр)}$$

Максимальная мощность как указано ранее по наибольшему значению из всех замеров:

$$P_m = 8,37 \text{ (кВт)}$$

$$Q_m = 2,26 \text{ (кВАр)}$$

Максимальная полная мощность определяется как [11]:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2} \tag{9}$$

$$S_m = \sqrt{8,37^2 + 2,26^2} = 8,67 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет данных характеристик для всех остальных ПС рассматриваемого района, результаты расчетов приведены в таблице 6

Таблица 6 – Расчетные данные по нагрузке подстанций

Наим. ПС	$P_m$ (МВт)	$Q_m$ (МВАр)	$S_m$ (МВА)	$P_{cp}$ (МВт)	$Q_{cp}$ (МВАр)	$S_{cp}$ (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Песчаная	0,52	0,17	0,64	0,52	0,17	0,55	0,52	0,17
Топаз	4,08	0,62	4,13	3,08	0,48	3,12	3,14	0,5
Новый мир	3,74	0,53	3,78	3,18	0,45	3,21	3,23	0,46
Подьяпольск	3,12	0,91	3,25	2,73	0,79	2,84	2,75	0,8
178Ф	5,23	1,8	5,53	4,18	1,62	4,48	4,23	1,63

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Береговая-1	8,37	2,26	8,67	7,25	1,96	7,52	7,3	1,97
Садовая	3,59	1,52	3,90	3,5	0,81	3,59	3,51	0,91
Смоляниново - тяга	14,96	4,14	15,52	12,59	3,51	13,07	12,7	3,53
Прибой	3,19	0,88	3,29	2,66	0,74	2,77	2,68	0,75
Промысловка	8,11	2,23	8,36	6,77	1,89	7,04	6,82	1,91
С-55	6,68	1,84	6,88	5,58	1,56	5,8	5,62	1,57
Волчанец	11,66	3,21	12,01	9,73	2,72	10,12	9,81	2,74

#### 4.3 Прогнозирование нагрузок потребителей ПС рассматриваемого района электрических сетей

При реконструкции системы электроснабжения необходимо иметь данные не только о фактических данных нагрузки, но и о их значениях на перспективу т.е. прогнозных значений нагрузки, следовательно, далее проводим прогнозирование нагрузки с помощью формулы сложных процентов которая выглядит следующим образом:

Для максимальной активной мощности [11]:

$$P_{прм} = P_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (10)$$

Для максимальной реактивной мощности [11]:

$$Q_{прм} = Q_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (11)$$

Для максимальной полной мощности [11]:

$$S_{прм} = S_m \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  - годовое увеличение нагрузки согласно статистическим данным (%).

$T$  - период прогнозирования (лет)

Для средней активной мощности:

$$P_{нрср} = P_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (13)$$

Для средней реактивной мощности:

$$Q_{нрср} = Q_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (14)$$

Для средней полной мощности:

$$S_{нрср} = S_{ср} \cdot \left(1 + \frac{\varepsilon}{100}\right)^T \quad (15)$$

Прогнозирование проводим сроком на 10 лет при этом годовое увеличение нагрузки принимаем 2,0%, для эффективной мощности формулы расчета аналогичны.

Проводим расчет на примере ПС Береговая-1:

$$P_{нрм} = 8,37 \cdot \left(1 + \frac{2,0}{100}\right)^{10} = 10,2 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{нрм} = 2,26 \cdot \left(1 + \frac{2,0}{100}\right)^{10} = 2,75 \text{ (МВАр)}$$

$$S_{нрм} = 8,67 \cdot \left(1 + \frac{2,0}{100}\right)^{10} = 10,57 \text{ (МВАр)}$$

$$P_{нрср} = 7,25 \cdot \left(1 + \frac{2,0}{100}\right)^{10} = 8,84 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{нрср} = 1,96 \cdot \left(1 + \frac{2,0}{100}\right)^{10} = 2,39 \text{ (МВАр)}$$

$$S_{нрср} = 7,52 \cdot \left(1 + \frac{2,0}{100}\right)^{10} = 9,17 \text{ (Мвар)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ПС, результаты расчета

приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные данные по нагрузке подстанций

Наим. ПС	$P_m$ (МВт)	$Q_m$ (МВАр)	$S_m$ (МВА)	$P_{cp}$ (МВт)	$Q_{cp}$ (МВАр)	$S_{cp}$ (МВА)	$P_{эф}$ (МВт)	$Q_{эф}$ (МВАр)
Песчаная	0,63	0,21	0,66	0,63	0,21	0,67	0,63	0,21
Топаз	4,97	0,76	5,03	3,75	0,59	3,80	3,83	0,61
Новый мир	4,56	0,65	4,61	3,88	0,55	3,91	3,94	0,56
Подьяпольск	3,80	1,11	3,96	3,33	0,96	3,46	3,35	0,98
178Ф	6,38	2,19	6,74	5,10	1,97	5,46	5,16	1,99
Береговая-1	10,20	2,75	10,57	8,84	2,39	9,17	8,90	2,40
Садовая	4,38	1,85	4,75	4,27	0,99	4,38	4,28	1,11
Смоляниново - тяга	18,24	5,05	18,92	15,35	4,28	15,93	15,48	4,30
Прибой	3,89	1,07	4,00	3,24	0,91	3,37	3,27	0,91
Промысловка	9,88	2,72	10,18	8,24	2,31	8,57	8,31	2,32
С-55	8,14	2,24	8,39	6,79	1,90	7,06	6,85	1,91
Волчанец	14,21	3,91	14,63	11,85	3,31	12,33	11,95	3,34

Таким образом полученные данные будут использоваться в дальнейших расчетах при компенсации реактивной мощности и расчёте режимов работы сети.

## 5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПС ЛИТЕЙНАЯ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

### **5.1 Выбор номинального напряжения при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения**

В рассматриваемом районе электрических сетей наибольшее распространение получили сети номинальным напряжением 110 кВ, так же следует отметить их близкое расположение к ПС Литейная, однако в рассматриваемой части электрических сетей имеется ВЛ 220 кВ ПС Береговая-2 – ПС Перевал, при этом использовать ее для подключения экономически не целесообразно, во-первых из-за большей удалённости по сравнению с сетями 110 кВ во-вторых из-за невысокой мощности нагрузки ПС Литейная для данного номинального напряжения, для сетей 35 кВ так же следует отметить что они отсутствуют в рассматриваемом районе. Поэтому данная работа рассматривает только вариант подключения на номинальном напряжении 110 кВ.

### **5.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения**

В данном разделе будут разработаны пять вариантов реконструкции электрической сети при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения, при этом необходимо учитывать следующие условия: все варианты должны иметь минимальный набор оборудования обеспечивающий требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей ПС Литейная, должно иметься минимальное количество трансформаций, все варианты должны быть технически осуществимыми и экономически обоснованными.

**Вариант №1:** Включение ПС Литейная по схеме заход-выход к ВЛ 110 кВ ПС Садовая – ПС Смоляниново-т. Карта - схема данного типа подключения

представлены на рисунке 3, однолинейная схема ПС Литейная для данного варианта представлена на рисунке 4.

Для данного варианта подключения распределительное устройство высокого напряжения ПС Литейная должно быть выполнено по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов», данная схема РУ позволит обеспечить необходимый уровень надёжности питания потребителей т.к. при отключении одной из питающих линий происходит ее отключение на ПС Литейная двумя выключателями в перемычке и трансформаторным при этом второй трансформатор остается в работе и принимает на себя всю нагрузку ПС. Номинальная мощность силового трансформатора соответственно выбирается таким образом, чтобы он мог работать время достаточное для выполнения оперативных переключений и включения второго трансформатора в работу.

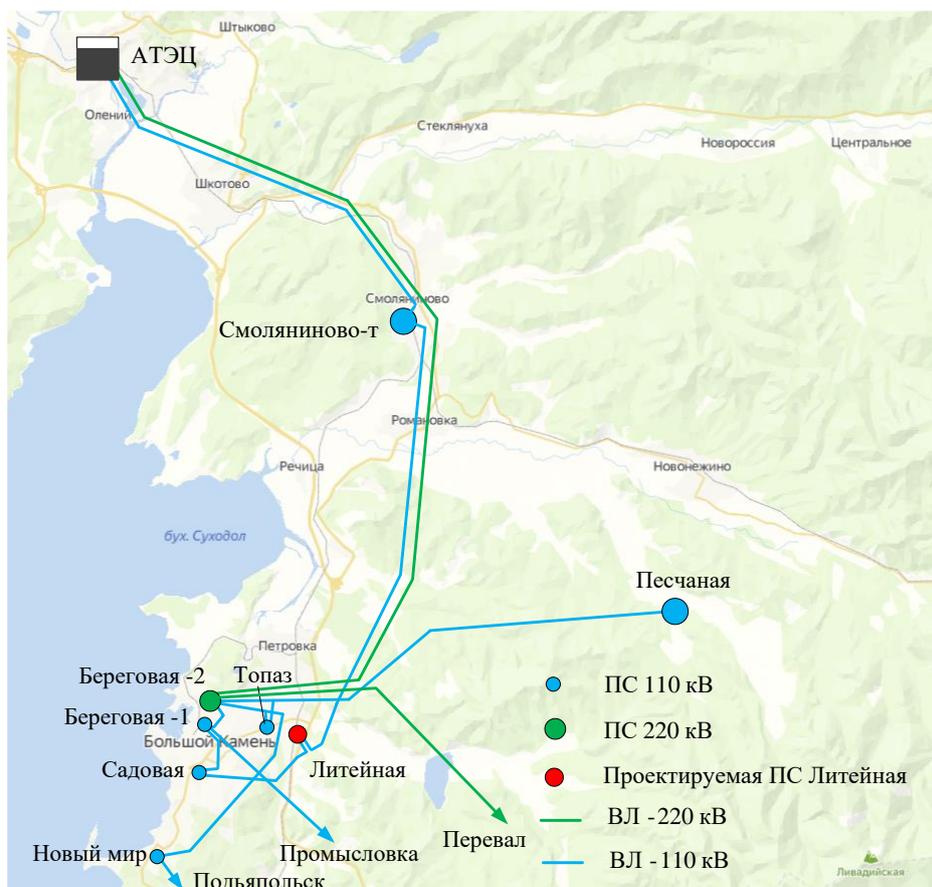


Рисунок 3 – Вариант №1 реконструкции сети при подключении ПС Литейная

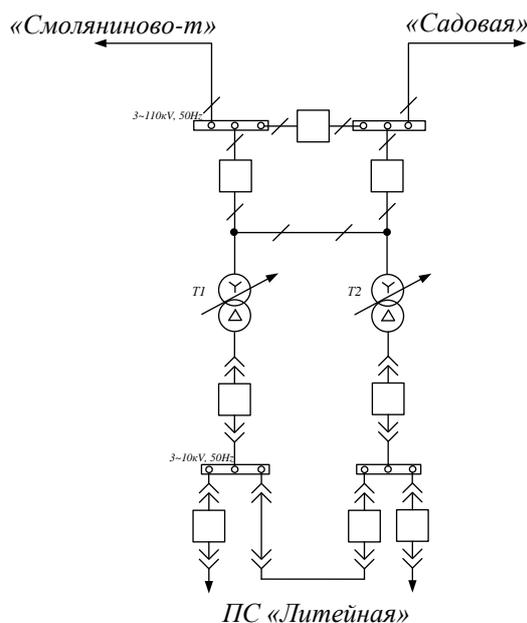


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС Литейная при реализации варианта №1

Дополнительное количество оборудования необходимо для реализации данного подключения составит – 3 выключателя 110 кВ на ПС Литейная и двухцепная ВЛ 110 кВ протяжённостью 0,3 км (в одноцепном исполнении суммарная протяженность ВЛ составит 0,6 км)

**Вариант №2** Подключение ПС Литейная по отпаечной схеме к проходящим рядом ВЛ 110 кВ ПС Береговая-2 – ПС Песчаная и ПС Береговая-2 – ПС Новый мир. Карта схема данного варианта представлена на рисунке 5, однолинейная схема ПС Литейная для данного варианта представлена на рисунке 6. Даная схема подключения так же обеспечивает достаточную надёжность при питании потребителей первой категории ПС Литейная т.к. обе воздушные линии 110 кВ запитаны с разных систем шин открытого распределительного устройства 110 кВ ПС Береговая - 2. Распределительное устройство высокого напряжения ПС Литейная в данном варианте должно быть выполнено по схеме «сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», данная схема РУ применяется на напряжении 35-220 кВ на тупиковых и ответвительных ПС и

имеет минимальный набор оборудования высокую надежность и низкую стоимость эксплуатации. Дополнительное количество оборудования для данного варианта реконструкции составляет 2 выключателя 110 кВ на ПС Литейная и два участка одноцепных ВЛ 110 кВ суммарной протяженностью 2,4 км.

**Вариант №3** Подключение ПС Литейная по отпаечной схеме к проходящим рядом ВЛ 110 кВ ПС Садовая – ПС Смоляниново-т и ПС Береговая-2 – ПС Новый мир. Карта схема данного варианта представлена на рисунке 7, однолинейная схема ПС Литейная для данного варианта представлена на рисунке 8. Даная схема подключения так же обеспечивает достаточную надёжность при питании потребителей первой категории ПС Литейная. Дополнительное оборудование для данного варианта реконструкции составляет 2 выключателя 110 кВ на ПС Литейная и два участка одноцепных ВЛ 110 кВ суммарной протяженностью 1,5 км.

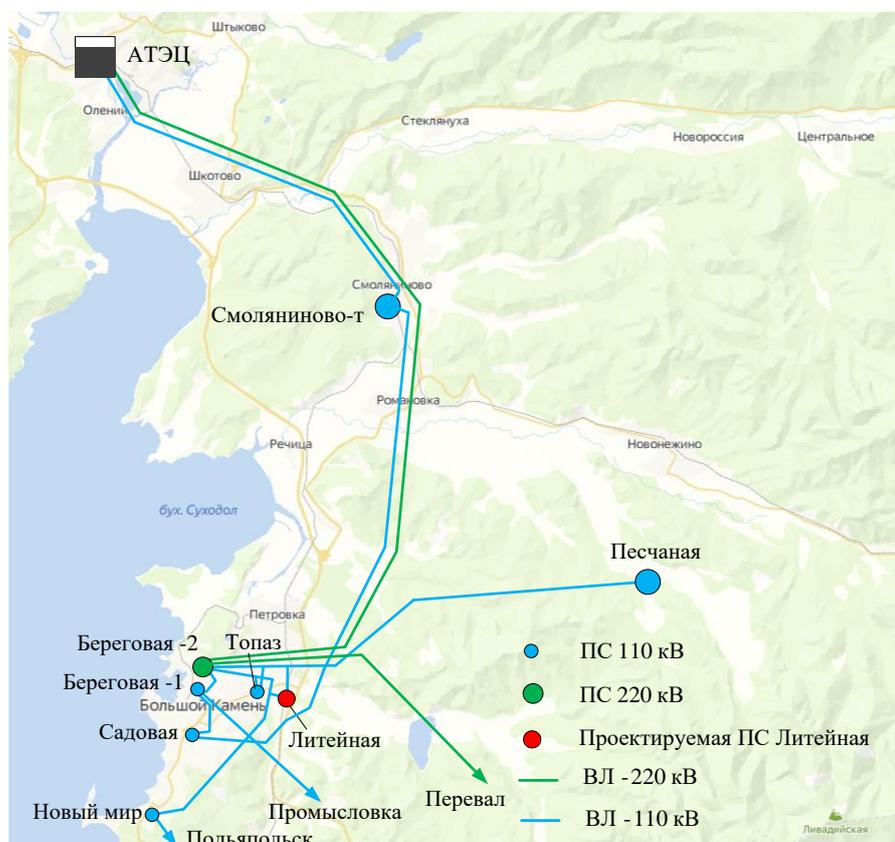


Рисунок 5 – Вариант №2 реконструкции сети при подключении ПС Литейная

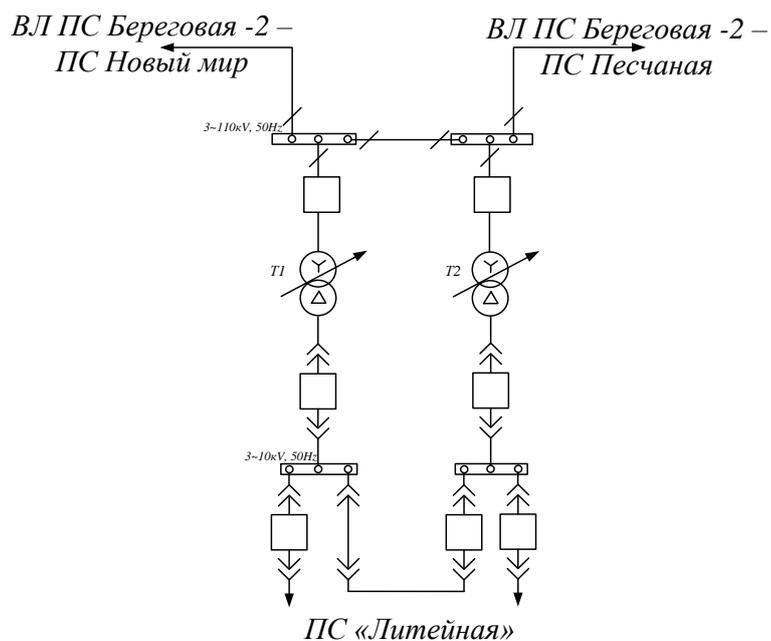


Рисунок 6 – Однолинейная схема ПС Литейная при реализации варианта №2

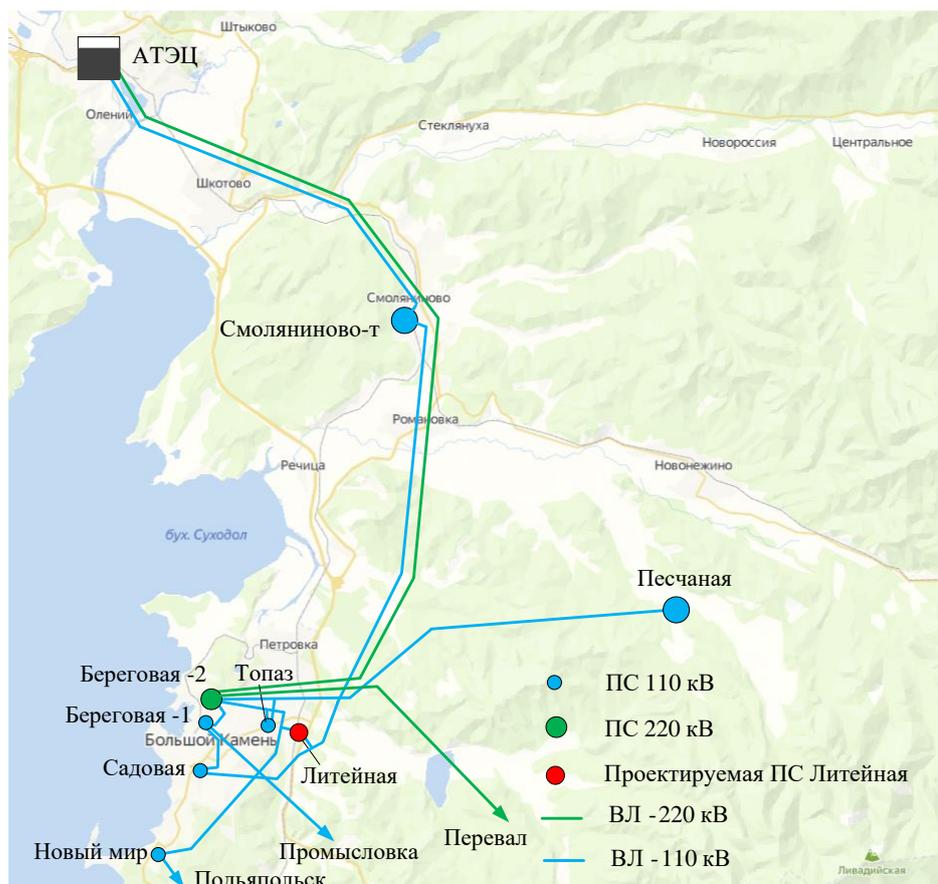


Рисунок 7 – Вариант №3 реконструкции сети при подключении ПС Литейная

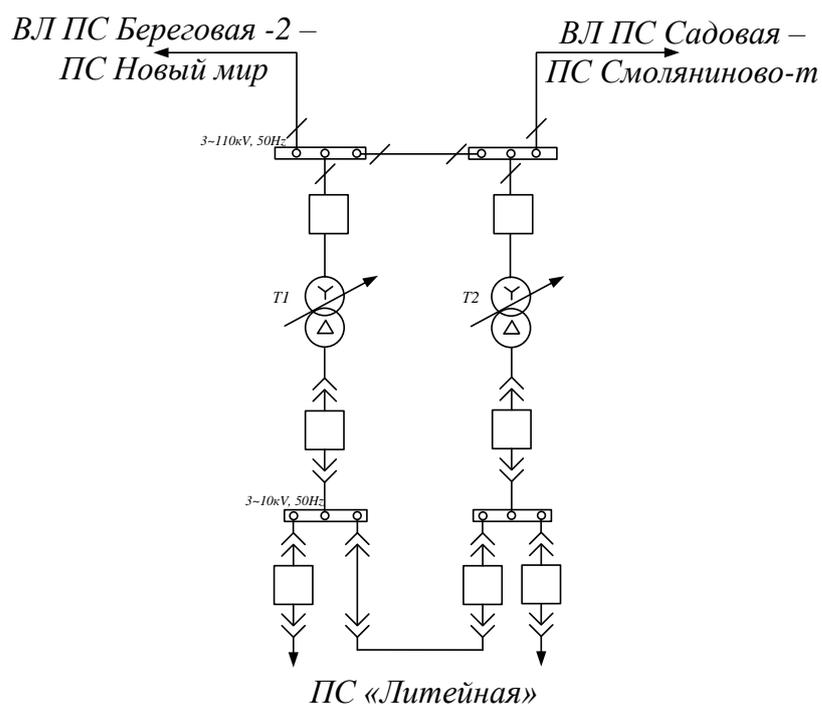


Рисунок 8 – Однолинейная схема ПС Литейная при реализации варианта №3

**Вариант №4** Включение ПС Литейная по схеме заход-выход к ВЛ 110 кВ ПС Береговая-2 – ПС Новый мир. Карта - схема данного типа подключения представлены на рисунке 9, однолинейная схема ПС Литейная для данного варианта представлена на рисунке 10.

Как и для первого варианта в данном случае необходимо выполнить распределительное устройство высокого напряжения ПС Литейная по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов». Так же, как и в предыдущих вариантах данная схема обеспечивает требуемый уровень надежности питания потребителей электроэнергии ПС Литейная. Дополнительное оборудование для данного варианта реконструкции составляет 3 выключателя 110 кВ на ПС Литейная и двухцепная ВЛ 110 кВ протяжённостью 1,2 км (в одноцепном исполнении суммарная протяженность ВЛ составит 2,4 км).

**Вариант №5** Для данного варианта предусматривается подключение ПС Литейная непосредственно к шинам РУ 110 кВ ПС Береговая-2 и

строительство двухцепной ВЛ-110 кВ, Карта схема данного варианта представлена на рисунке 11, однолинейная схема ПС Литейная на рисунке 12. Распределительное устройство высокого напряжения так же выполнено по схеме «сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Дополнительное оборудование для данного варианта реконструкции составляет 2 выключателя 110 кВ на ПС Литейная, 2 выключателя 110 кВ на РУ 110 кВ ПС Береговая - 2 и двухцепная ВЛ 110 кВ протяжённостью 6,0 км (в одноцепном исполнении суммарная протяженность ВЛ составит 12,0 км).

Для общего и наглядного сравнения вариантов реконструкции электрической сети при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения общее количество дополнительного оборудования сводим в таблицу 8.

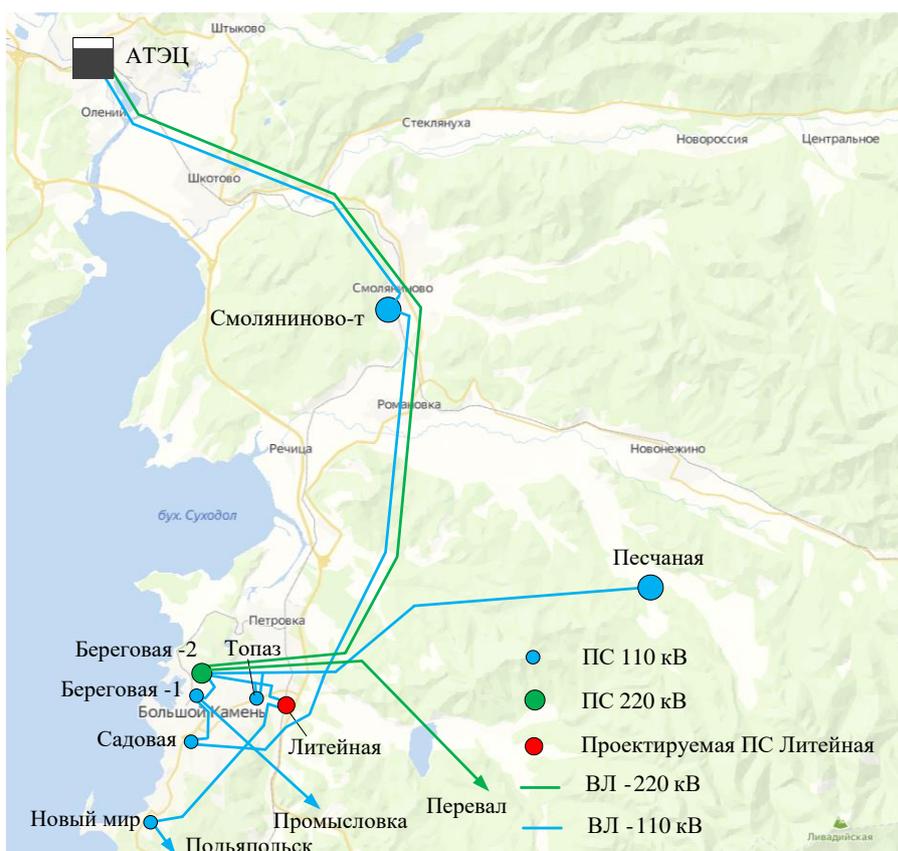


Рисунок 9 – Вариант №4 реконструкции сети при подключении ПС Литейная

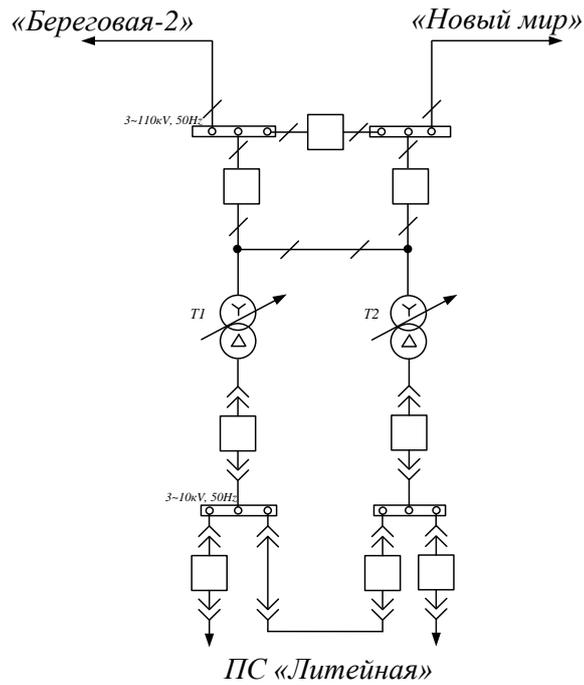


Рисунок 10 – Однолинейная схема ПС Литейная при реализации варианта №4

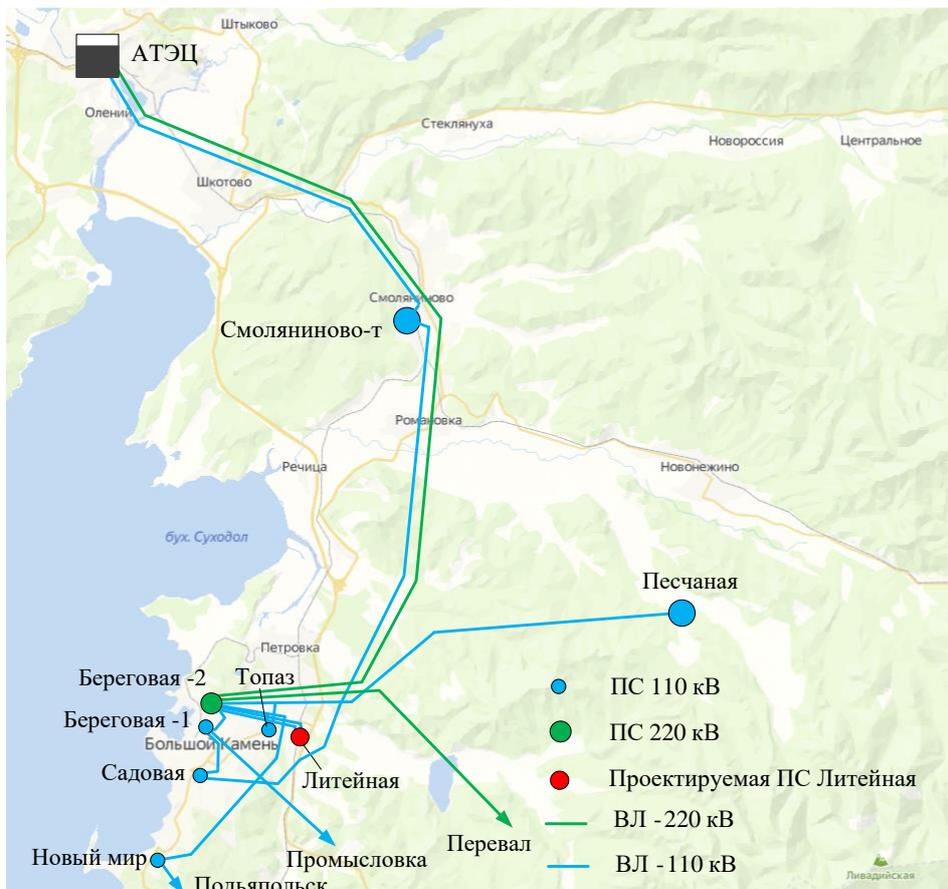


Рисунок 11 – Вариант №5 реконструкции сети при подключении ПС Литейная

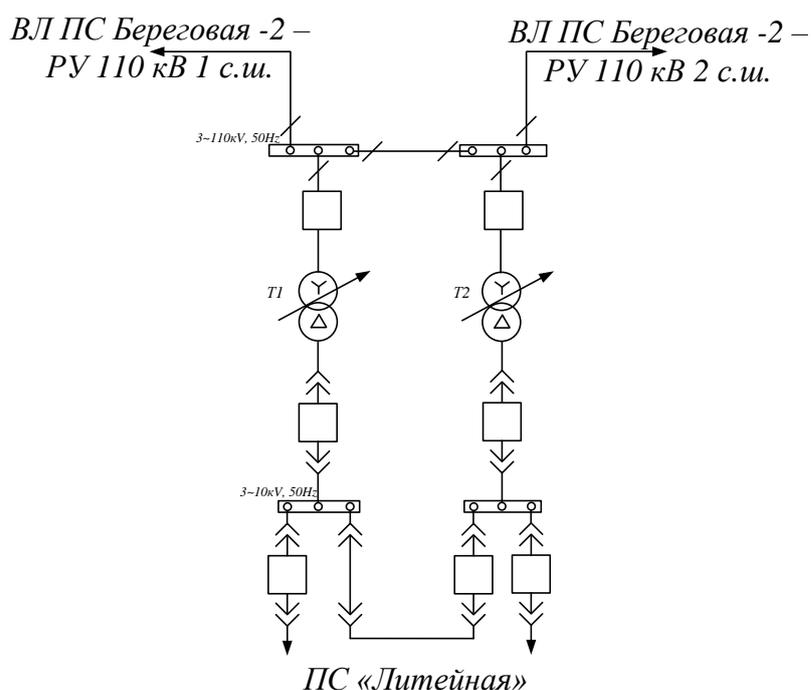


Рисунок 12 – Однолинейная схема ПС Литейная при реализации варианта №5

Таблица 8 – Данные о дополнительном оборудовании

Вариант реконструкции	Дополнительное количество выключателей 110 кВ	Дополнительная протяженность ВЛ в одноцепном исполнении (км)
1	3	0,6
2	2	2,4
3	2	1,5
4	3	2,4
5	4	12,0

### 5.3 Технический анализ принятых вариантов реконструкции

В данном разделе проводим технический анализ всех вариантов реконструкции электрической сети для всех вариантов по отдельности.

**Вариант №1** К достоинствам данного варианта реконструкции относится минимальная протяженность ВЛ в одноцепном исполнении что положительно влияет как на надёжность электроснабжения, так и на стоимость реализации данного варианта.

К недостаткам следует отнести тот факт, что на данной ВЛ к которой подключается ПС Литейная имеется потребитель в виде тяговой подстанции

которая имеет резко переменную мощную нагрузку, что негативно сказывается на режиме работы электрической сети и при реализации данного варианта предположительно потребуются увеличение сечений ВЛ на головных участках.

**Вариант №2** Имеет так же достоинство в виде простого распределительного устройства высокого напряжения на ПС Литейная и количество дополнительных выключателей 2 шт. К недостаткам следует отнести тот факт, что ВЛ ПС Береговая-2 - ПС Новый мир, а также ВЛ ПС Береговая-2 - ПС Песчаная имеют небольшие сечения на головных участках что может привести к значительным потерям мощности и напряжения, в случае реализации данного варианта предположительно понадобится усиление сечения на данных ВЛ.

**Вариант №3** Имеет так же, как и для второго варианта достоинства в виде простого распределительного устройства высокого напряжения на ПС Литейная и количество дополнительных выключателей 2 шт. К недостаткам следует относим наличие тяговой подстанции на первой ВЛ к которой подключается ПС Литейная и минимальное сечение на головном участке второй ВЛ.

**Вариант №4** Основным достоинством данного варианта является наличие минимальной протяженности ВЛ, однако ПС Литейная включается в рассечку довольно протяженной одноцепной ВЛ, при этом в случае отключения участка от ПС Береговая - 2 до ПС Литейная, вся мощность которая необходима потребителям будет передаваться через данную одноцепную ВЛ что крайне негативно скажется на режиме работы всех подключенных ПС и самой ПС Литейная, в таком режиме работы значительно увеличатся потери мощности и напряжения, возможно недопустимое отклонение напряжения на шинах ПС Литейная

**Вариант №5** С точки зрения питания электроснабжения потребителей данный вариант имеет самую высокую степень надежности благодаря отдельной двухцепной линии электропередачи, однако к недостаткам

относится значительное количество дополнительного оборудования, которое необходимо для реализации данного варианта.

Учитывая вышесказанное, а также принимая во внимание минимальный набор оборудования к дальнейшей разработке принимаем варианты №1, №3.

Варианты реконструкции так же представлены на листе №2 графической части

#### **5.4 Компенсация реактивной мощности**

В данном разделе проводим расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности на всех ПС 110 кВ рассматриваемого района электрических сетей, с использованием предельного коэффициента реактивной мощности. Устройства компенсации реактивной мощности позволяют снизить значения потоков реактивной мощности по линиям электропередач, силовым трансформаторам тем самым повышая уровень напряжения в местах своей установки, а также разгружая сети и улучшая режим их работы.

Проводим компенсацию реактивной мощности на шинах 10 кВ на примере ПС Литейная, с выбором соответствующих устройств.

Требуемая мощность КУ [24]:

$$Q_K = Q_m - P_m \cdot \operatorname{tg} \varphi_{np} \quad (16)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{np}$  - предельный коэффициент реактивной мощности (для номинального напряжения 10 кВ принимается равным 0,4 согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380)

$P_m$  – максимальная прогнозируемая активная мощность, потребляемая из сети (для ПС Литейная равна расчётной мощности)

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ [24]:

$$Q_I = \frac{Q_K}{2} \quad (17)$$

Принимаем номинальную мощность КУ и определяем некомпенсированную мощность [24]:

$$Q_{\text{неск}} = Q_m - Q_{\text{ном}} \quad (18)$$

где  $Q_{\text{ном}}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств.

Проводим расчет:

$$Q_K = 20,07 - 24,81 \cdot 0,4 = 10,14 \text{ (МВАр)}$$

Требуемая мощность КУ, приходящаяся на одну секцию РУНН 10 кВ:

$$Q_I = \frac{10,14}{2} = 5,07 \text{ (МВАр)}$$

Принимаем к установке и устройства компенсации реактивной мощности типа УКРМ-10,5-5400-450 с номинальной мощностью 5,4 МВАр и шагом регулирования 450 кВАр, данное устройство устанавливается на каждую секцию шин 10 кВ ПС Литейная

Определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск}} = 20,07 - 5,4 \cdot 2 = 9,27 \text{ (МВАр)}$$

Дополнительно проводим данный расчет для остальных ПС рассматриваемой части сети, результаты расчета приведены в таблице 9

Таблица 9 – Данные о компенсации реактивной мощности

Наименование ПС	$U_{\text{ном}}$ (кВ)	$P_m$ (МВт)	$Q_m$ (МВАр)	$Q_K$ (МВАр)	$Q_{\text{ном}}$ (МВАр)	$Q_{\text{неск}}$ (МВАр)
1	2	3	4	5	6	7
Песчаная	10	0,63	0,21	-0,04	Не требуется	
Топаз	6	4,97	0,76	-1,23	Не требуется	
Новый мир	10	4,56	0,65	-1,17	Не требуется	

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
Подьяпольск	10	3,80	1,11	-0,41	Не требуется	
178Ф	6	6,38	2,19	-0,36	Не требуется	
Береговая-1	6	10,20	2,75	-1,33	Не требуется	
Садовая	6	4,38	1,85	0,1	Не требуется (нет устройств данной мощности)	
Литейная	10	24,81	20,07	10,14	2×5,4	9,27
Прибой	10	3,89	1,07	-0,49	Не требуется	
Промысловка	10	9,88	2,72	-1,23	Не требуется	
С-55	10	8,14	2,24	-1,02	Не требуется	
Волчанец	10	14,21	3,91	-1,77	Не требуется	

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах.

### **5.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС Литейная**

Для питания потребителей ПС Литейная на ПС должны быть установлены силовые трансформаторы необходимой номинальной мощности. При этом как указывалось ранее потребители ПС Литейная по категории надёжности питания относятся к первой группе и подключаются на напряжении 10 кВ, следовательно, для них должно быть организовано два независимых источника питания те на ПС устанавливаются два силовых трансформатора номинальным напряжением 110/10 кВ.

Мощность трансформаторов определяется исходя из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Номинальная мощность должна выбираться таким образом, чтобы была возможность обеспечивать питание всех категорий потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения как в нормальном режиме работы (в работе два трансформатора), так и в послеаварийном при отключении одного из них.

Принимаем решение об установке двух обмоточных трансформаторов на ПС Литейная в количестве 2 шт., расчетная полная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [16]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N \cdot K_3} \quad (19)$$

где  $P_p$  – расчётная активная мощность нагрузки ПС Литейная;

$Q_{\text{неск}}$  – некомпенсированная реактивная мощность нагрузки ПС Литейная согласно расчетным данным;

$N$  – количество трансформаторов;

$K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции (0,7).

Проверка трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [16]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{N \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (20)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(N-1) \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (21)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС Литейная, расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{24,81^2 + 9,27^2}}{2 \cdot 0,7} = 18,92 \text{ (МВА)}$$

Выбираем согласно справочным данным ближайшее большее значение номинальной мощности, и принимаем для рассматриваемой ПС

трансформатор типа ТДН 25000/110/10 с номинальной мощностью 25 МВА, номинальное напряжение стороны ВН – 115 кВ, стороны НН – 10,5 кВ.

Охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Паспортные данные силового трансформатора представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Паспортные данные принятого типа трансформатора

Параметр	Значение
Полная мощность	25000 кВА
Напряжение ВН	115 кВ
Напряжение НН	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,65 %
Напряжение КЗ	10,5 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	25,0 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	120,0 кВт
Масса масла	15,0 т
Габаритные размеры (Д×Ш×В)	5,9×4,6×5,4 м

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{24,81^2 + 9,27^2}}{2 \cdot 25} = 0,57$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{24,81^2 + 9,27^2}}{25} = 1,14$$

Значение коэффициента загрузки для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, полученные значения коэффициентов укладываются в нормативный диапазон, следовательно, расчет окончен, принимаем данный тип трансформатора к установке на ПС Литейная.

## 5.6 Выбор сечений вновь вводимых линий электропередачи проверка сечений существующих линий

В данном разделе проводится расчет и выбор сечений проводников вновь вводимых линий электропередачи, но также на основании расчетных данных выполняется и проверка существующих сечений при изменении системы электроснабжения.

Для примера проводим расчет сечений отпаяк ВЛ 110 кВ при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения для варианта реконструкции №3

Для определения сечений проводов воспользуемся экономическими токовыми интервалами, для которых требуется значение расчетного тока, район по гололеду, материал опор, прогнозируемая максимальная активная и реактивная мощность нагрузки.

Расчетный ток ВЛ [21]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_p + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (22)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки.

Определяем значение расчетного тока для питающей ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{24,81^2 + 9,27^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,0 \cdot 1,0 = 0,07 \text{ (кА)}$$

Согласно полученным данным о расчётном значении тока в сечении, климатическим данным местности, для отпаячного подключения подстанции

Литейная к системе внешнего электроснабжения предполагается использовать провод марки АС 95/16 с использованием стальных опор.

Дополнительно после выбора данного проводника необходимо выполнять проверку его по тепловому воздействию в послеаварийном режиме, для этого необходимо рассчитать ток, который будет протекать по воздушной линии при отключении одной из цепей, данный режим и будет являться послеаварийным. Полученное значение тока не должно превышать справочное значение длительно допустимого тока для выбранного проводника расположенного на открытом воздухе.

Расчетный ток в сечении в послеаварийном режиме [21]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_p + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (23)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{24,81^2 + 9,27^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9 = 0,14 \text{ (кА)}$$

Для данного типа провода максимальное значение тока составляет 0,33 кА, значение послеаварийного тока не превышает его, следовательно, расчет выполнен верно.

Для первого варианта реконструкции сети (транзитная схема подключения ПС Литейная) подходы к ПС выполняются проводником такого же сечения что и действующая ВЛ

Так же проводим проверку существующих участков ВЛ по экономическим токовым интервалам, результаты расчетов приведены в таблице 11, 12

Таблица 11 – Выбор и проверка сечений первого варианта реконструкции

Наименование ВЛ	Марка провода	Максимальный рабочий ток (А)	Длительно допустимый ток (А)	Экономич. токовый интервал макс. (А)
ПС Песчаная – отп. ПС Топаз	АС 70/11	3,66	265,0	55,0
ПС Топаз – отп. ПС Топаз	АС 95/16	53,67	330,0	95,0
ПС Береговая-2 – отп. ПС Топаз	АС 70/11	<b><u>56,35</u></b>	265,0	55,0
отп. ПС Топаз – ПС Береговая-2	АС 95/16	56,35	330,0	95,0
ПС Подьяпольск – ПС Новый мир	АС 95/16	62,05	330,0	95,0
ПС Подьяпольск – ПС 178Ф	АС 95/16	42,56	330,0	95,0
ПС Береговая-1 – ПС Береговая-2	АС 120/19	<b><u>166,26</u></b>	390,0	115,0
ПС Смоляниново-т – ПС Литейная	АС 150/24	119,13	450,0	175,0
ПС Литейная – ПС Садовая	АС 150/24	48,35	450,0	175,0
ПС Смоляниново-т – АТЭЦ	АС 120/19	<b><u>206,8</u></b>	390,0	115,0
ПС Береговая-1 – ПС Садовая	АС 150/24	64,82	450,0	175,0
ПС Береговая-1 – ПС Промысловка	АС 120/19	64,02	390,0	115,0
ПС отп. Прибой – ПС 178Ф	АС 120/19	15,36	390,0	115,0
ПС отп. Прибой – ПС Промысловка	АС 120/19	14,16	390,0	115,0
ПС С-55 – ПС Промысловка	АС 120/19	14,25	390,0	115,0
ПС С-55 – ПС отп. Волчанец	АС 120/19	51,9	390,0	115,0
ПС Волчанец – ПС отп. Волчанец	АС 95/16	51,89	330,0	95,0
ПС Находка – ПС Волчанец	АС 120/19	<b><u>125,19</u></b>	390,0	115,0

Таблица 12 – Выбор и проверка сечений третьего варианта реконструкции

Наименование ВЛ	Марка провода	Максимальный рабочий ток (А)	Длительно допустимый ток (А)	Экономич. токовый интервал макс. (А)
ПС Песчаная – отп. ПС Топаз	АС 70/11	3,66	265,0	55,0
ПС Топаз – отп. ПС Топаз	АС 95/16	64,96	330,0	95,0
ПС Береговая-2 – отп. ПС Топаз	АС 70/11	68,25	265,0	55,0
отп. ПС Топаз – отп. Литейная	АС 95/16	<b><u>108,26</u></b>	330,0	95,0
отп. Литейная – ПС Литейная	АС 95/16	62,02	330,0	95,0
ПС Береговая-2 – отп. ПС Топаз	АС 95/16	68,93	330,0	95,0
ПС Подьяпольск – ПС Новый мир	АС 95/16	27,52	330,0	95,0
ПС Подьяпольск – ПС 178Ф	АС 95/16	7,38	330,0	95,0
ПС Береговая-1 – ПС Береговая-2	АС 120/19	57,58	390,0	115,0
ПС Смоляниново-т – отп. ПС Литейная	АС 150/24	119,81	450,0	175,0
отп. ПС Литейная – ПС Садовая	АС 150/24	17,74	450,0	175,0
отп. ПС Литейная – ПС Литейная	АС 95/16	<b><u>107,17</u></b>	330,0	95,0
ПС Смоляниново-т – АТЭЦ	АС 120/19	<b><u>212,2</u></b>	390,0	115,0
ПС Береговая-1 – ПС Садовая	АС 150/24	38,26	450,0	175,0
ПС Береговая-1 – ПС Промысловка	АС 120/19	16,82	390,0	115,0
отп. ПС Прибой – ПС 178Ф	АС 120/19	28,10	390,0	115,0
отп. ПС Прибой – ПС Прибой	АС 95/16	21,52	330,0	95,0
отп. ПС Прибой – ПС Промысловка	АС 120/19	49,11	390,0	115,0
ПС С-55 – ПС Промысловка	АС 120/19	112,96	390,0	115,0
ПС С-55 – отп. ПС Волчанец	АС 120/19	<b><u>156,47</u></b>	390,0	115,0
ПС Волчанец – отп. ПС Волчанец	АС 95/16	51,89	330,0	95,0
ПС Находка – ПС отп ПС Волчанец	АС 120/19	<b><u>231,27</u></b>	390,0	115,0

Анализируем полученные данные: расчеты показывают, что для существующих воздушных линий электропередачи 110 кВ при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения, имеются превышения над максимальным значением экономического токового интервала, однако нет превышений над длительно допустимым значением тока, поэтому далее будет выполняться расчет режимов работы сети в различных условиях, на основании полученных данных будет выноситься решение о необходимости замены проводов ВЛ на проблемных участках.

## 6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА МЕТАЛЛОПРОКАТА

Расчет режима работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации реконструированной сети, включающих такие как: потери напряжения, потери мощности токовые нагрузки в сечениях, напряжения в узлах и т.д.

Для выполнения расчета режимов работы сети в данной работе предполагается использовать программный комплекс RASTR WIN3.

В данном разделе будут решаться следующие задачи:

- формирование эквивалента электрической сети
- расчет режима работы эквивалента электрической сети с учетом действующих значений нагрузки (режиме максимума), полученные в ходе расчета данные будут сравниваться с фактическими данными контрольного замера и будет сделан вывод об актуальности данного эквивалента сети (отклонение параметров не должно составлять 10%)

- расчет режима работы эквивалента электрической сети с учетом прогнозных значений нагрузки и подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения для первого и третьего вариантов, полученные в ходе расчета данные так же будут проанализированы и сделан вывод о возможности данных режимов работы сети.

- расчет послеаварийных режимов работы эквивалента электрической сети с учетом прогнозных значений нагрузки и подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения для первого и третьего вариантов, полученные в ходе расчета данные так же будут проанализированы и сделан вывод о возможности данных режимов работы сети.

На первоначальном этапе расчета режимов работы сети требуется подготовка исходных данных: формирование структурной схемы сети,

нумерация узлов, определение из них генерирующих и балансирующих по мощности.

Далее необходимо задать параметры ветвей т.е. рассчитать сопротивления на каждом участке (указанные сопротивления определяются по справочным данным проводов линий электропередачи).

Структурная схема эквивалента электрической сети, а также первого и третьего вариантов реконструкции представлен на рисунках 13, 14, 15.

В таблице 13 представлен данные о максимальных прогнозных нагрузках в узлах сети.

Таблица 13 - Данные о максимальных прогнозных нагрузках в узлах сети.

Наименование ПС	Номер узла	$U_{ном}$ (кВ)	$P_m$ (МВт)	$Q_m$ (МВАр)
Литейная	330	10,0	24,81	9,27
Песчаная	990	6,0	0,63	0,21
Топаз	880	6,0	4,97	0,76
Новый мир	110	10,0	4,56	0,65
Подьяпольск	120	10,0	3,80	1,11
178Ф	130	10,0	6,38	2,19
Береговая-1	550	6,0	10,20	2,75
Береговая-1	55	35,0	0	0
Садовая	440	6,0	4,38	1,85
Смоляниново- тяга	22	35,0	4,24	1,05
Смоляниново- тяга	220	27,5	14,24	4,05
Прибой	150	10,0	3,89	1,07
Промысловка	166	35,0	4,5	1,3
Промысловка	160	10,0	5,58	1,42
С-55	177	35,0	3,1	1,11
С-55	170	10,0	5,04	1,13
Волчанец	199	35,0	6,2	2,5
Волчанец	190	10,0	8,01	1,41

В таблице 14 представлены данные по ветвям эквивалента сети, в таблице

15 представлены данные по ветвям первого варианта реконструкции, в таблице 16 данные по ветвям третьего варианта реконструкции.

Таблица 14 – Данные по ветвям эквивалента существующей сети

Ветви	$R$ (Ом)	$X$ (Ом)	$B$ (мкСм)
1-2	5,80	10,0	64,10
2-3	5,02	10,50	67,81
3-4	4,40	9,30	59,73
4-5	1,80	3,80	24,33
5-6	0,40	6,00	0,41
6-7	0,52	0,90	5,59
7-8	0,04	0,04	0,26
7-9	9,72	10,08	57,89
8-10	0,04	0,04	0,26
10-11	4,47	6,34	38,11
6-10	0,64	0,91	5,48
11-12	4,1	5,82	34,97
12-13	5,76	8,16	49,07
13-14	2,69	4,61	28,73
14-15	0,04	0,04	0,26
14-16	4,06	6,69	43,36
16-17	4,31	7,39	46,02
17-18	4,76	8,16	50,81
18-19	0,04	0,04	0,26
19-20	4,86	8,33	51,87

Таблица 15 – Данные по ветвям первого варианта реконструкции

Ветви	$R$ (Ом)	$X$ (Ом)	$B$ (мкСм)
1	2	3	4
1-2	5,80	10,0	64,10
2-3	5,02	10,50	67,81
3-4	4,40	9,30	59,73
4-5	1,80	3,80	24,33

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
5-6	0,40	6,00	0,41
6-7	0,52	0,90	5,59
7-8	0,04	0,04	0,26
7-9	9,72	10,08	57,89
8-10	0,04	0,04	0,26
10-11	4,47	6,34	38,11
6-10	0,64	0,91	5,48
11-12	4,1	5,82	34,97
12-13	5,76	8,16	49,07
13-14	2,69	4,61	28,73
14-15	0,04	0,04	0,26
14-16	4,06	6,69	43,36
16-17	4,31	7,39	46,02
17-18	4,76	8,16	50,81
18-19	0,04	0,04	0,26
19-20	4,86	8,33	51,87

Таблица 16 – Данные по ветвям третьего варианта реконструкции

Ветви	$R$ (Ом)	$X$ (Ом)	$B$ (мкСм)
1	2	3	4
1-2	5,80	10,0	64,10
2-30	5,02	10,50	67,81
30-4	4,40	9,30	59,73
30-3	0,09	0,13	0,78
3-100	0,37	0,52	3,13
4-5	1,80	3,80	24,33
5-6	0,40	6,00	0,41
6-7	0,52	0,90	5,59
7-8	0,04	0,04	0,26
7-9	9,72	10,08	57,89
8-10	0,04	0,04	0,26
10-100	0,46	0,65	3,92

11-100	4,01	5,69	34,19
6-10	0,64	0,91	5,48
11-12	4,1	5,82	34,97
12-13	5,76	8,16	49,07
13-14	2,69	4,61	28,73
14-15	0,04	0,04	0,26
14-16	4,06	6,69	43,36
16-17	4,31	7,39	46,02
17-18	4,76	8,16	50,81
18-19	0,04	0,04	0,26
19-20	4,86	8,33	51,87

### **6.1 Расчет режима работы эквивалента существующей сети**

В данном разделе проводим расчет режима работы эквивалента существующей сети с фактическими значениями нагрузки.

Все полученные в ходе расчета данные сводим в таблицы для удобства анализа данных. Далее полученные значения токов ВЛ 110 кВ и напряжений в узлах сети 110 кВ сравниваем с данными контрольного замера 2022 года и делаем вывод о достоверности приведенного эквивалента.

Расчет показывает, что отклонение параметров рассчитанного режима работы в представленном эквиваленте сети не отличаются от данных контрольного замера более чем на 10%, на основании этого можно сделать вывод о том, что эквивалент может быть применен в дальнейших расчетах. Подробно расчет данного режима приведен в приложении А

### **6.2 Расчет режимов работы при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения**

Проводим расчет нормального режима работы сети с прогнозными значениями нагрузки для первого варианта реконструкции.

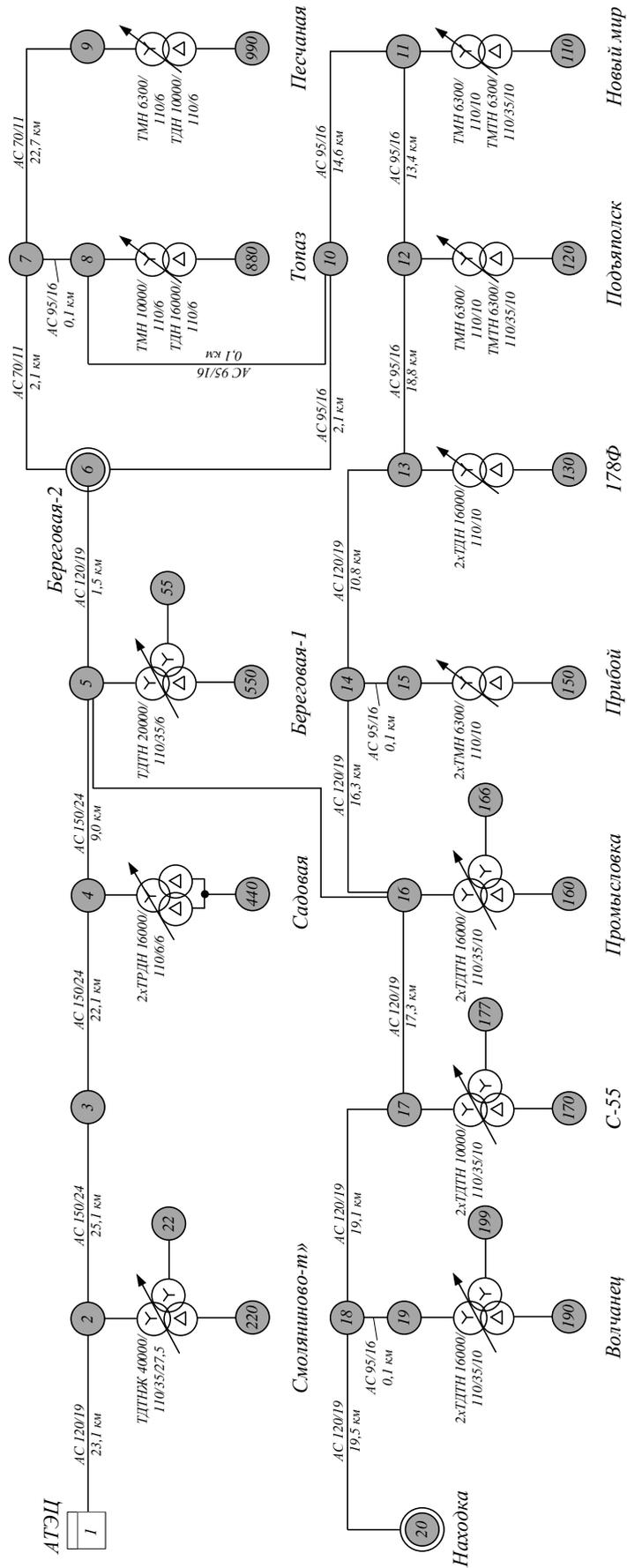


Рисунок 13 – Структурная эквивалента существующей сети

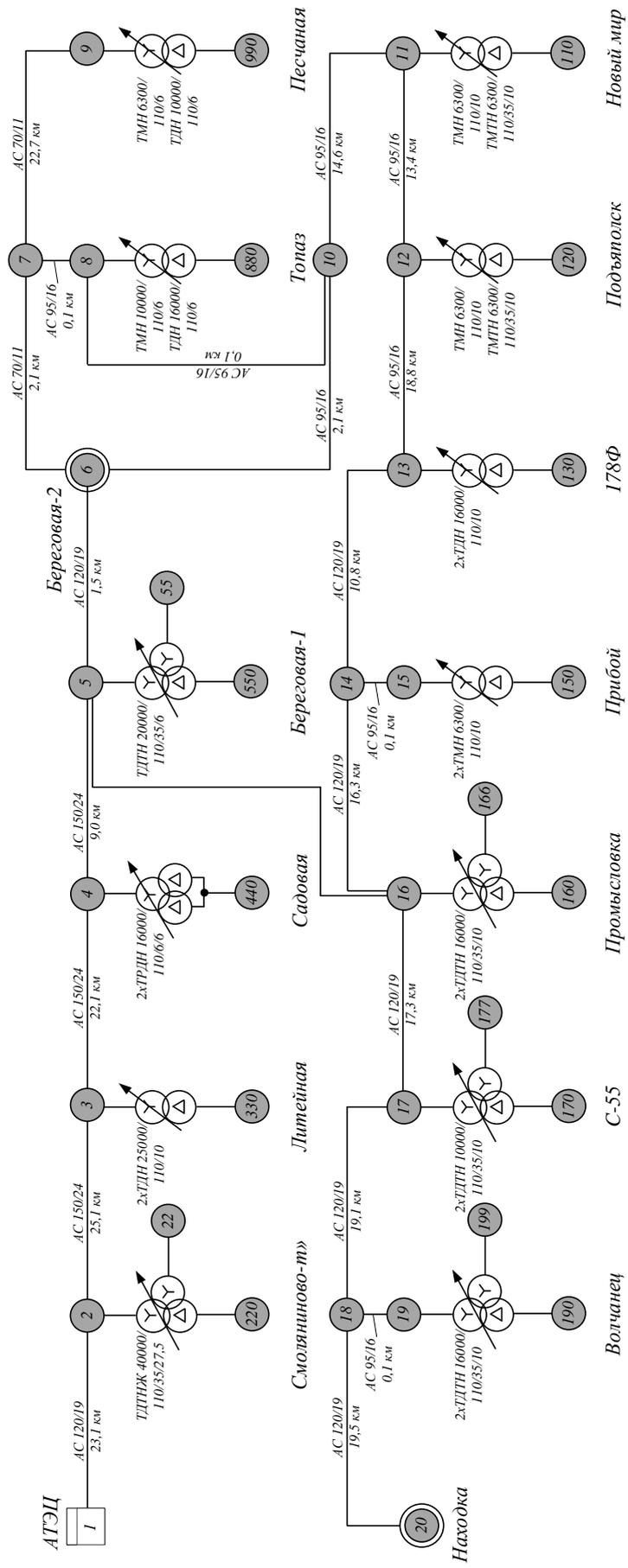


Рисунок 14 – Структурная схема первого варианта реконструкции сети

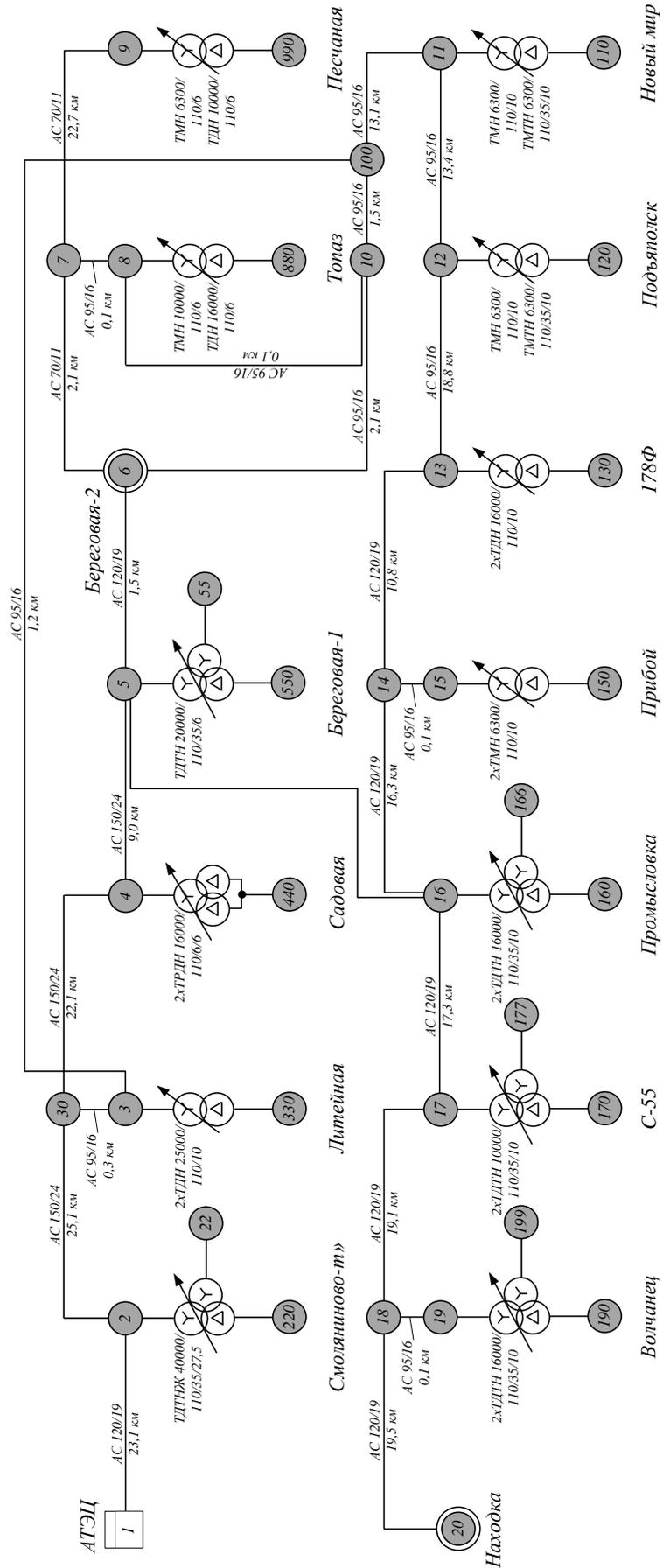


Рисунок 15 – Структурная схема третьего варианта реконструкции сети

Суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 1,91 МВт (1,6% от выработки) при выработке 116,42 МВт. Согласно полученным данным следует отметить что отклонения напряжения от номинального значения находятся в допустимых пределах [29], так же нагрузка ВЛ не превышает длительно допустимого значения тока в данном режиме.

Проводим расчет наиболее тяжелого режима при отключении ВЛ АТЭЦ - ПС Смоляниново-тяга, суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 3,95 МВт (3,3% от выработки) при выработке 118,47 МВт. Отклонения напряжения от номинального значения находятся в допустимых пределах [29], токи в сечениях так же не превышают длительно допустимого значения.

Проводим расчет послеаварийного режима при отключении ВЛ ПС Береговая-1 - ПС Садовая, суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 3,38 МВт (2,9% от выработки) при выработке 117,91 МВт. Отклонения напряжения от номинального значения находятся в допустимых пределах [29], токи в сечениях так же не превышают длительно допустимого значения.

Проводим расчет послеаварийного режима при отключении ВЛ ПС Береговая-1 - ПС Береговая-2, суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 4,12 МВт (3,5% от выработки) при выработке 118,65 МВт. Отклонение напряжения от номинального значения находятся в допустимых пределах [29], токи в сечениях так же не превышают длительно допустимого значения.

Данные о расчетах режимов первого варианта реконструкции представлен в приложении Б

Проводим расчет нормального режима работы сети при третьем варианте реконструкции, при этом суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 1,81 МВт (1,5% от выработки) при выработке 117,34 МВт. Отклонения напряжения от номинального значения

находятся в допустимых пределах [22], токи в сечениях так же не превышают длительно допустимого значения.

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети при третьем варианте реконструкции: Отключение ВЛ АТЭЦ – ПС Смоляниново-тяга, суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 2,27 МВт (1,9% от выработки) при выработке 120,8 МВт. Отклонения напряжения от номинального значения находятся в допустимых пределах [29], токи в сечениях так же не превышают длительно допустимого значения.

Проводим расчет послеаварийного режима работы сети при третьем варианте реконструкции: Отключение ВЛ ПС Береговая-1 – ПС Береговая-2, суммарные потери мощности в сети в данном режиме работы составили 2,66 МВт (2,3% от выработки) при выработке 117,7 МВт. Отклонения напряжения от номинального значения находятся в допустимых пределах [29], токи в сечениях так же не превышают длительно допустимого значения.

Данные о расчетах режимов третьего варианта реконструкции представлен в приложении Б

Таким образом можно сделать вывод о том, что все режимы работы сети могут быть осуществлены при подключении ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения без замены проводов существующих линий электропередачи.

## 7 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В качестве экономического критерия в данной работе приняты статические приведенные затраты т.к. рассматриваемые варианты реконструкции сети по времени исполнения одинаковы.

Расчет статических приведенных затрат выполняется по формуле [4]:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma} \quad (24)$$

где  $I_{\Sigma}$  – суммарные годовые издержки;

$E$  – норма дисконта, принимается 0,1.

Первоначально выполняем расчет для первого варианта реконструкции, определяем капиталовложения по укрупненным стоимостным показателям [4].

Определяем стоимость распределительных устройств ПС Литейная (количество выключателей 110 кВ – 2, количество выключателей 10 кВ - 14):

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{пер} \cdot K_p \quad (25)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент пересчета от базовых показателей на год проекта (равен 12,21 по отношению к 2022 году);

$K_p$  - районный коэффициент Дальнего востока для ПС –1,5;

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ;

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ:

$$K_{py} = (2 \cdot 7,0 + 0,16 \cdot 14) \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 530,62 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС Литейная:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (26)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов 110 кВ:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора 110 кВ:

$$K_{mp} = 2 \cdot 7,1 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 324,22 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (27)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат:

$$K_{пост} = 15,00 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 342,48 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Литейная

$$K_{ПС} = 530,62 + 324,22 + 342,48 = 1197,32 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ отп. Литейная – ПС Литейная (двух цепная на металлических опорах провод АС 95/16):

$$K_{ВЛ} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (28)$$

где  $L$  - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

$k$  - стоимость сооружения одного километра ВЛ:

$$K_{ВЛ} = 0,3 \cdot 1,28 \cdot 15,28 \cdot 1,5 = 8,77 \text{ (млн.руб.)}$$

Общие капиталовложения:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (29)$$

$$K = 1197,32 + 8,77 = 1206,09 \text{ (млн.руб.)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, а также амортизацию вычисляются по формуле:

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ам1} + K_{ПС} \cdot \alpha_{ам2} \quad (30)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения.

$$I_{AM} = 8,77 \cdot 0,1 + 1197,32 \cdot 0,067 = 81,09 \text{ (млн.руб.)}$$

Определяем эксплуатационные годовые издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} + I_{\Delta W} \quad (31)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах.

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС).

$I_{\Delta W}$  – годовые издержки на потери электроэнергии.

Расчет потерь мощности выполняем по каждому элементу, к примеру, рассмотрим потери мощности в ВЛ (учитываются потоки эффективной активной мощности нескомпенсированной реактивной мощности):

$$\Delta P = \frac{P_{эф}^2 + Q_{неск}^2}{U^2} \cdot R \quad (32)$$

где  $P_{эф}$  – значение эффективной активной мощности.

$Q_{неск}$  – значение эффективной реактивной мощности.

$U$  – линейное напряжение участка сети.

$R$  – активное сопротивление участка сети.

Проводим расчет на примере ВЛ АТЭЦ – Смоляниново – тяга для первого варианта реконструкции.

$$\Delta P = \frac{30,45^2 + 27,86^2}{110^2} \cdot 5,8 = 0,73 \text{ (МВт)}$$

Далее определяем значение годовых потерь на данном участке по формуле

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{год} \quad (33)$$

где  $T_{год}$  – количество часов в году.

$$\Delta W = 0,73 \cdot 8760 = 6394,8 \text{ (МВт} \times \text{час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (30)$$

где  $C_{\Delta W} = 329,35$  руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии для приморского края

(Постановление Агентства по тарифам Приморского края от 18.11.22 №60/3 тариф принят на 2023 год)

Проводим расчет на примере данной ВЛ:

$$I_{\Delta W} = 6394,8 \cdot 329,35 = 2,11 \text{ (млн.руб./год)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет потерь по всем элементам обоих вариантов реконструкции результаты сводим в таблицу 2

Таблица 17 – Расчет стоимости потерь электроэнергии

Вариант реконструкции	$\Delta W$ (МВт×час)	$I_{\Delta W}$ (млн.руб./год)
1	16731,01	5,51
3	15855,06	5,22

Определяем эксплуатационные годовые издержки для первого варианта:

$$I_{ЭКС} = 0,008 \cdot 8,77 + 0,059 \cdot 1197,32 + 5,51 = 76,22 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные годовые издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} \quad (34)$$

$$I_{\Sigma} = 81,09 + 76,22 = 157,31 \text{ (млн.руб.)}$$

Далее проводим расчет статических приведенных затрат для первого варианта реконструкции сети:

$$З = 157,31 + 0,1 \cdot 1206,09 = 277,92 \text{ (млн. руб.)}$$

Далее проводим расчет по аналогичным формулам для третьего варианта реконструкции, результаты приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Экономические показатели вариантов реконструкции

Вариант реконструкции	$K_{ПС}$ (млн.руб.)	$K_{ВЛ}$ (млн.руб.)	$I_{AM}$ (млн.руб.)	$I_{\text{ЭКС}}$ (млн.руб.)	$З$ (млн.руб.)	$З$ (%)
1	1197,32	8,77	81,09	76,22	277,92	113%
3	1037,51	35,96	73,1	66,69	247,13	100%

Анализ полученных данных говорит о том, что наиболее оптимальным для дальнейшей проработки является вариант реконструкции №3 он имеет значительно меньшие приведенные затраты и остальные экономические показатели по сравнению с первым вариантом, следовательно, для дальнейшей разработки принимаем именно этот вариант реконструкции сети

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет проводился в соответствии с руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания.

Короткими замыканиями называются замыкания между фазами (фазными проводниками электроустановок), замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. КЗ возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение или пробой изоляции, набросы или обрывы проводов линий электропередач с падением на землю, перекрытия токоведущих частей установок, механическое повреждение изоляции кабельных линий при земляных работах, неправильные действия обслуживающего персонала, удары молнии и т.п.

Для упрощения расчета введем некоторые допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему;
- трехфазная сеть принимается симметричной;
- не учитываются емкостные токи воздушных линий;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от протекающего тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой сети;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Принятые допущения дают возможность произвести расчет с точностью, не выходящей за допустимые 10 %.

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах ПС Литейная для последующей проверки оборудования.

На рисунке 16, представлены расчетные точки короткого замыкания:

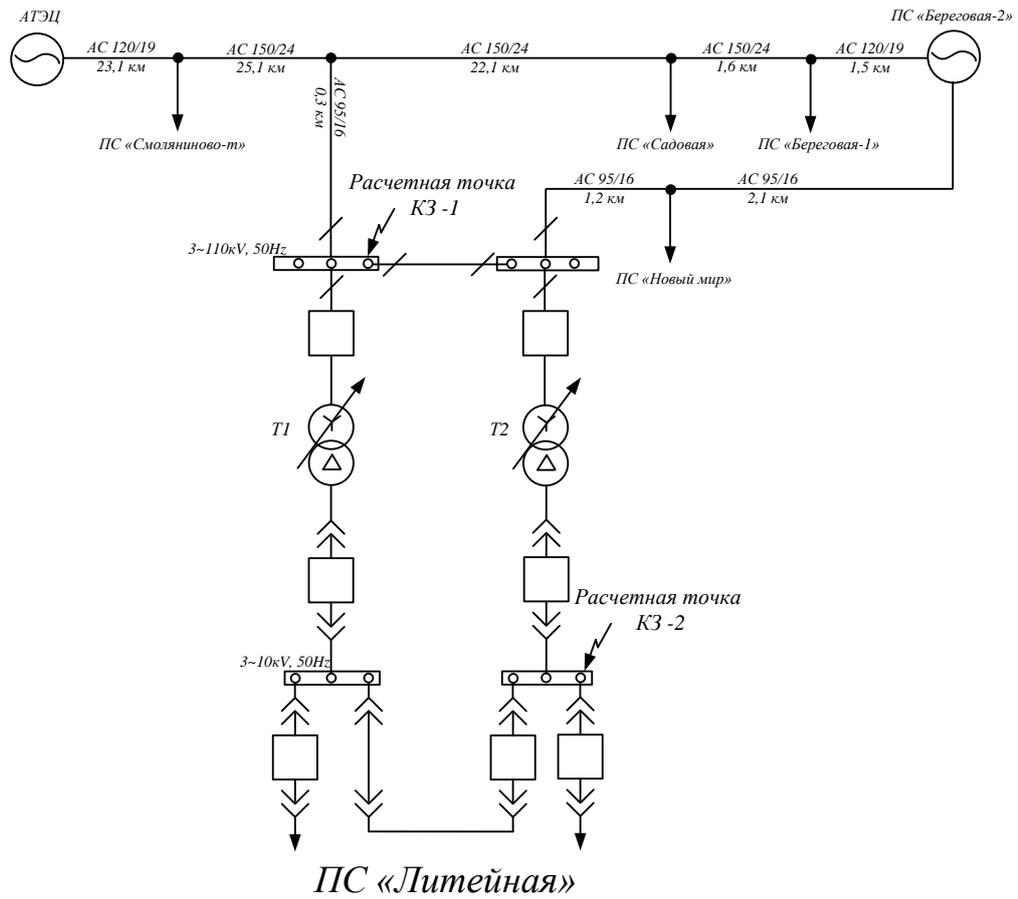


Рисунок 16 – Расчетные точки короткого замыкания на ПС Литейная

На рисунке 17 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

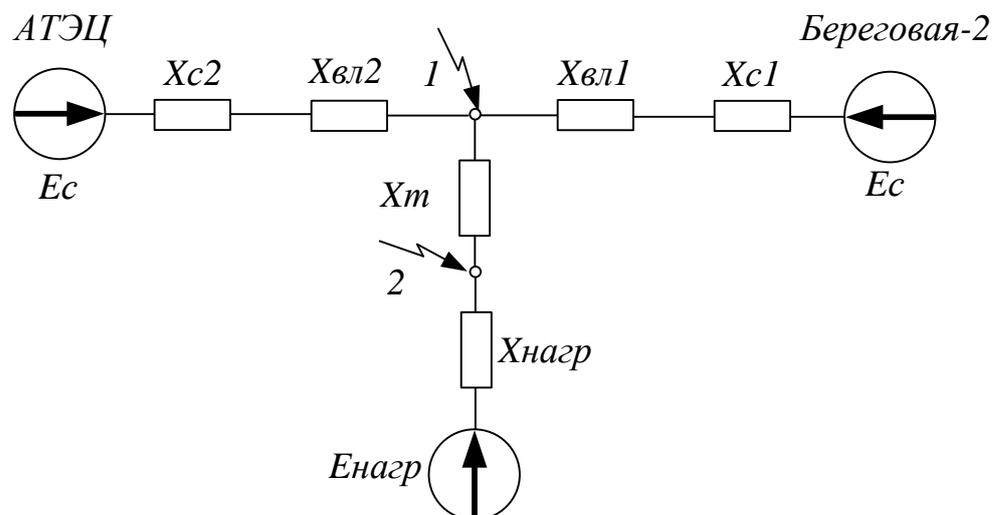


Рисунок 17 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах ВН ПС Литейная (расчетная точка 1)

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность  $S_{\sigma} = 1000,0$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ  $U_{\sigma 115} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ  $U_{\sigma 10} = 10,5$ .

Дополнительно для источников питания приводим данные о токах короткого замыкания:

- 1) Ток однофазного короткого замыкания на шинах 110 кВ АТЭЦ - 17,4 кА,
- 2) Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ АТЭЦ - 18,9 кА,
- 3) Ток однофазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Береговая - 2 - 15,1 кА
- 4) Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС Береговая - 2 - 17,7 кА,

Базисный ток [12]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (35)$$

где  $I_{\sigma}$ ,  $U_{\sigma}$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 110} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны ПС Береговая-2 определяется согласно данным о токах КЗ на шинах 110 кВ данного источника [12]:

$$X_{C1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (36)$$

где  $I_{K3}$  – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_{C1} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 17,7} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны АТЭЦ определяется согласно данным о токах КЗ на шинах 110 кВ данного источника:

$$X_{C2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K3}} \quad (37)$$

где  $I_{K3}$  – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ источника питания.

$$X_{C2} = \frac{1000,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 18,9} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

Эквивалентное сопротивление ВЛ ПС Литейная - ПС Береговая-2:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l_{эkv} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (38)$$

где  $x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l_{эkv}$  – эквивалентная длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot \frac{32,9 \cdot 4,8}{32,9 + 4,8} \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 0,13 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС Литейная - АТЭЦ:

$$X_{\text{ВЛ2}} = 0,4 \cdot 48,2 \cdot \frac{1000,0}{115^2} = 1,46 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (рассчитываем при отключенных устройствах компенсации реактивной мощности – повышенный ток КЗ):

$$X_{\text{Н}} = 1,2 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}} \quad (39)$$

$$X_{\text{Н}} = 1,2 \cdot \frac{1000,0}{\sqrt{24,81^2 + 20,07^2}} = 31,42 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов, установленных на подстанции Литейная определяется по следующей формуле:

$$X_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{К\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} \quad (40)$$

где  $u_{\text{К\%}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора

$$X_{\text{Т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000,0}{25,0} = 4,2 \text{ (о.е.)}$$

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

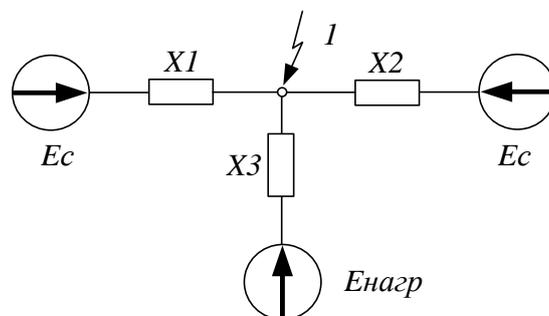


Рисунок 18 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{BЛ1} \quad (41)$$

$$X1 = 0,28 + 0,13 = 0,41 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BЛ2} \quad (42)$$

$$X2 = 0,27 + 1,46 = 1,73 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (43)$$

$$X3 = 0,5 \cdot 4,2 + 31,42 = 115,44 \text{ (о.е.)}$$

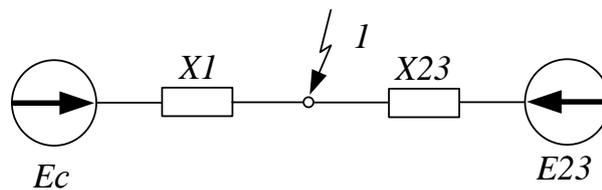


Рисунок 19 – Сворачивание схемы замещения

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} \quad (44)$$

$$X23 = \frac{1,73 \cdot 115,44}{1,73 + 115,44} = 1,71 \text{ (о.е.)}$$

$$E23 = \frac{E_c \cdot X3 + E_H \cdot X2}{X2 + X3} \quad (45)$$

$$E23 = \frac{1 \cdot 115,44 + 0,85 \cdot 1,73}{115,44 + 1,73} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

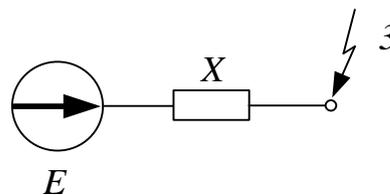


Рисунок 20 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

Определяем результирующие значения сопротивления и ЭДС:

$$X = \frac{X1 \cdot X23}{X1 + X23} \quad (46)$$

$$X = \frac{0,41 \cdot 1,71}{0,41 + 1,71} = 0,33 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{Ec \cdot X23 + E23 \cdot X1}{X23 + X1} \quad (47)$$

$$E = \frac{1 \cdot 1,71 + 0,97 \cdot 0,41}{1,71 + 0,41} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке КЗ 1:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{\text{б110}} \quad (48)$$

$$I_{no} = \frac{0,98}{0,33} \cdot 5,02 = 14,91 \text{ (кА)}$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (49)$$

где  $t_{OB}$  – полное время отключения выключателя  
 $T_a$  – постоянная времени определяется согласно [12].

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 3,98 \text{ (кА)}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (50)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 14,91 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 36,19 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле [12]:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (51)$$

где  $t_{pz}$  - максимальное время работы резервной защиты;

$t_{cv}$  - собственное время отключения выключателя;

Для точки КЗ №1:

$$B_k = 14,91^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,03) = 462,4 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет суммарных токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 19:

Таблица 19 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ (кА)	$I_{at}$ (кА)	$I_{y\partial}$ (кА)	$B_k$ (кА <sup>2</sup> с)
1	14,91	3,98	36,19	462,4
2	22,21	5,83	53,91	1479,23

На основании полученных данных о токах короткого замыкания в дальнейшем будет производиться проверка выбранного электротехнического оборудования на ПС Литейная

## 9 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЛИТЕЙНАЯ

В данном разделе рассмотрим выбор конструктивного исполнения подстанции Литейная, при этом следует учитывать то что данный объект находится на открытой местности и поэтому выполнение распределительного устройства высокого напряжения открытым является наиболее экономически обоснованным т.к. оборудование для него будет иметь меньшую стоимость по сравнению с КРУЭ расположенном в помещении. При этом распределительное устройство низкого напряжения выполняется размещенным в отдельном здании для удобства обслуживания оперативным и ремонтным персоналом.

На открытом распределительном устройстве в соответствии с климатической характеристикой района принимаются к установке элегазовые баковые выключатели тип ВЭБ с встроенными во ввода трансформаторами тока, в одном здании будут расположены: КРУ 10 кВ, помещение релейных панелей и помещение ОПУ.

Распределительное устройство 10 кВ будет выполнено с использованием ячеек КРУ с выкатными элементами. Трансформатор собственных нужд будет расположен непосредственно ячейке КРУ.

В качестве системы молниезащиты принимаются четыре отдельно стоящих молниеотвода совмещенных с мачтами освещения, высота молниеотвода оставляет 19 м

Рассмотрим подробно принятые типы распределительных устройств для данной ПС принципиальная однолинейная схема ПС Литейная представлена на рисунке 21:

РУ 110 кВ: Учитывая принятый тип подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения – отпаечная ПС, принимаем схему РУ 110-4Н «два блока трансформатор - линия с выключателями и неавтоматической перемычкой».

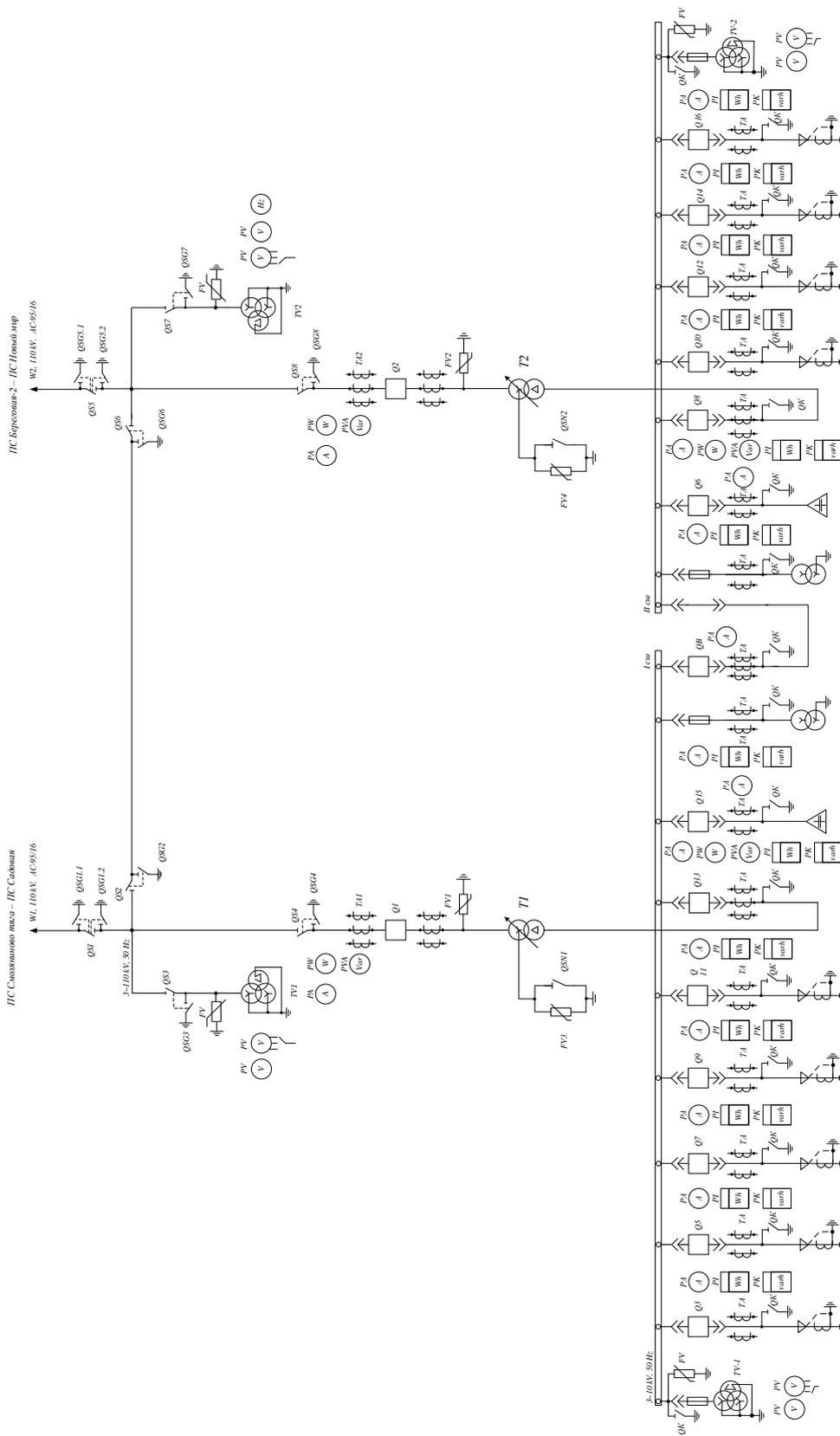


Рисунок 21 – Принятая однолинейная схема ПС Литейная

Основным достоинством данной схемы является ее минимальный набор оборудования и простота обслуживания оперативным персоналом. Схема имеет возможность при выводе в ремонт какой-либо из линий оставлять в работе оба силовых трансформатора благодаря наличию ремонтной перемычки. Данная схема РУ обеспечивает надежность питания потребителей первой категории.

РУ 10 кВ: В данном случае принимается стандартная схема для всех ПС подобного типа: «одна секционированная система шин», при этом в качестве секционного аппарата применяется выключатель с устройством АВР (автоматического ввода резерва), данная схема РУ так же по своей конструкции обеспечивает требуемую надежность питания потребителей первой категории. Следует отметить простоту конструкции и высокую надёжность данной схемы РУ, при этом в случае необходимости замена неисправного выключателя занимает несколько минут.

## 10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЛИТЕЙНАЯ

Выбор электротехнического оборудования на рассматриваемом объекте в частности на подстанции Литейная является неотъемлемой частью данной работы поэтому в данном разделе будет производиться выбор коммутационного оборудования, измерительного, а также иного силового и защитного оборудования.

Выбор основывается на данных о максимальных рабочих токах и уровне номинальных напряжений, а также о токах короткого замыкания которые были определены в предыдущем разделе.

Всё коммутационное оборудование будет выбираться по номинальному току и номинальному напряжению и после этого проверяться на коммутационную, динамическую и термическую стойкость по условию протекания токов короткого замыкания.

Выключатели, разъединители будут проверяться также по тепловому импульсу, который представляет собой количество тепла выделяемого при протекании тока короткого замыкания и соответственно всё принятое оборудование должно проходить и данную проверку.

Трансформаторы тока и напряжения должны проходить проверку по вторичной нагрузке, и соответственно данная нагрузка не должна превышать заданную нагрузку, которая соответствует данным трансформаторам тока и напряжения в заданном классе точности.

В данном разделе будет произведен выбор проводников для распределительных устройств высокого и низкого напряжения на подстанции Литейная.

В качестве защитных аппаратов для обеспечения безопасного электроснабжения в случае попадания грозových импульсов в данной работе рассматриваются нелинейные ограничители перенапряжений, которые защищают такое электрооборудование как силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, которые наиболее подвержены грозовому

воздействию. Определяем максимальные рабочие трансформаторных выключателей 110 кВ ПС Литейная по следующей формуле исходя из утяжеленного режима работы силовых трансформаторов (загрузка 140 %) [16]:

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (52)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{ном}$  – номинальное напряжение стороны ВН (кВ);

$$I_{м110} = \frac{1,4 \cdot 25,0}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184,0 \text{ (А)}.$$

Для трансформаторных выключателей 110 кВ [16]:

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1998,5 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя 10 кВ определяется по следующей формуле [16]:

$$I_{мсв10} = \frac{I_{м10}}{2}$$

$$I_{мсв10} = \frac{1998,2}{2} = 999,25 \text{ (А)}.$$

Максимальный рабочий ток выключателя 10 кВ отходящего присоединения определяется согласно исходным данным:

$$I_{мотх10} = 222,16 \text{ (А)}.$$

## 10.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [16]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (53)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (54)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Принимаем на ПС Литейная, в соответствии с климатическим условиями, рассмотренными в пункте, элегазовые выключатели российского производства бакового типа марки ВЭБ-110 П-20/2000У1. Привод выключателя пружинный типа ППрК-УЭТМ-2400 С.

Проверка термической стойкости проводится по максимальному току [16]:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (55)$$

где  $I_{тер}$  - ток термической стойкости;

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости проводится по максимальному току [16]:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (56)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 20:

Таблица 20 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2000	184,0	$I_{ном} \geq I_m$
$I_{откл}$ (кА)	20	14,91	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	20	14,91	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	102	36,19	$I_{ник} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	12,46	3,98	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	102	36,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	462,4	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

## 10.2 Выбор выключателей 10 кВ

Выбор и проверка выключателей 10 кВ выполняется по формулам аналогичным для выключателей 110 кВ. По полученным результатам принят выключатель российского производства ВВЭ-М-10-2500-40У1 с электромагнитным приводом. Сравнение параметров в показано в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2500	1998,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	81	53,91	$I_{ник} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	1479,23	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Выключатель проходит проверку далее выбираем секционный выключатель 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-1600-40У1, Сравнение параметров в показано в таблице 22:

Таблица 22 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1600	999,25	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	81	53,91	$I_{ник} \geq I_{уд}$
$I_{ном.а}$ (кА)	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв}$ (кА)	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	1479,23	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Выключатель для отходящего присоединения выбирается для самого загруженного фидера, для остальных присоединения выбирается аналогичный выключатель

Выключатель проходит проверку далее выбираем выключатель отходящего присоединения 10 кВ, принимаем первоначально ВВЭ-М-10-630-40У1, Сравнение параметров в показано в таблице 23:

Таблица 23 – Выбор и проверка выключателя 10 кВ присоединения

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	630	222,16	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{откл}$ (кА)	40	22,21	$I_{откл} \geq I_{по}$
$I_{вкл}$ (кА)	40	22,21	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{ник}$ (кА)	81	53,91	$I_{ник} \geq I_{уд}$

1	2	3	4
$I_{ном.а} (кА)$	16,96	5,83	$I_{ном.а} \geq I_a$
$I_{пр.скв} (кА)$	81	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} (кА^2с)$	4800	1479,23	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Все выключатели прошли проверку их принимаем к установке

### 10.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители российского производства марки РГП-СЭЩ-2-110/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} (кВ)$	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном} (А)$	1000	184,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв} (кА)$	80	36,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} (кА^2с)$	2790,75	462,4	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Выбранный разъединитель будет использоваться как в ремонтной перемычке, так на трансформаторных выключателях и на трансформаторах напряжения, выбранные разъединители указаны на листе № 4 графической части.

### 10.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока 110 кВ принимаются встроенные в выключатели.

Расчет общего сопротивления вторичных цепей [16]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (57)$$

Сопротивление контактов  $r_k = 0,1$  Ом.

Сопротивление соединительных проводов [16]:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (58)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление провода;

$l$  - длина проводов, для РУ 110 кВ подстанции 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

$F$  - сечение провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление проводов (для РУ 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов:

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

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс российского производства Ресурс Е4. Расчет нагрузки приведен в таблице 25, 26, 27.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока установленных в трансформаторных выключателях 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ		
Счетчик РЭ		

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока выключателя 10 кВ присоединения

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ		
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,5$  ВА.

Сопротивление приборов на стороне 110 кВ [16]:

$$r_{приб} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ вводного выключателя  $S_{np} = 1,62$  ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока секционного выключателя  $S_{np} = 0,5$  ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 10 кВ трансформатора тока выключателя присоединения  $S_{np} = 0,5$  ВА. Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ:

$$Z_{2.110} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока вводного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2.10} = 0,43 + 0,07 + 0,1 = 0,6 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ:

$$Z_{2.10св} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока выключателя 10 кВ присоединения:

$$Z_{2.10пр} = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем встроенный трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС Литейная номинальным током 200А.

Сравнение параметров выбранного встроенного трансформатора тока приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка встроенного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$Z_{2ном}$ (Ом)	20	0,87	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$I_{ном}$ (А)	200	184,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ в ячейках вводных выключателей ПС Литейная типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 2000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ТТ в ячейках вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	2000	1998,5	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675,0	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,6	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформатор тока 10 кВ в секционному выключателя ПС Литейная типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1000 А. Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка ТТ в ячейке секционному выключателя 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	1000	999,25	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675,0	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,55	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

Принимаем трансформаторы тока по стороне 10 кВ в ячейках присоединений ПС Литейная типа ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка ТТ в ячейках трансформаторных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$I_{ном}$ (А)	300	222,16	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
$I_{пр.скв}$ (кА)	82	53,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675,0	1479,23	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,56	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 10.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (60)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Литейная приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (ВА)
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Сумма			36

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 $S_{2ном}$	400 ВА	36 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ ПС Литейная приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность (В·А)
Вольтметр	ЕМ-06	2	4
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ			
Счетчик РЭ			
Сумма			24

Принимаем для РУ 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 $S_{2ном}$	75 ВА	24 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 10.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС Литейная приведены в таблице 37:

Таблица 37 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС Литейная

Вид потребителя	Расчетная мощность приемник (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС Литейная:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{ном}}$$

$$S_p = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ 40 10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА

## 10.7 Выбор гибких шин 110 кВ

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 176,0 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 390 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Т.к. ток короткого замыкания менее 20 кА поэтому на схлестывание данные проводники не проверяются.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ) [16]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (61)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (62)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (63)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

### 10.8 Выбор жестких шин 10 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС Литейная. Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 1924,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80×6 мм (4,8 см<sup>2</sup>). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания (см<sup>2</sup>) [16].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$
$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1479,23}}{91} = 0,42$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей 10 кВ.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверка электродинамической стойкости [16]:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (64)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см<sup>2</sup>)

Расчет момента инерции [16]:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (65)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3\text{см)}$$

Принимаем пролет между изоляторами 10 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия [16]:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \quad (66)$$

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

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{53910^2}{0,4} = 1523,01 \text{ (Н/м)}$$

Расчет момента сопротивления [16]:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (67)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)}$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ [16]:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (68)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{53910^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 15,92 \text{ (МПа)}$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 МПа, расчет окончен и данные шины могут быть приняты для установки в РУ 10 кВ ПС Литейная.

## 10.9 Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (69)$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (70)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (71)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{53910^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 1523,01 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 1523,01$$

Неравенство выполняется, следовательно, данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС Литейная

## 11 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ

### 11.1 Защита от прямых ударов молнии

В данном случае применяются отдельно стоящие молниеотводы, совмещенные с прожекторными мачтами в количестве 4 шт. Высота молниеотвода над уровнем земли, принимается 25 м.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 3.

Находим эффективную высоту молниеотвода [28]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (72)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли [28]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (73)$$

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

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала [28]:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (74)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

$$r_x = 1,6 \cdot 25 \cdot \frac{(25 - 11)}{(25 + 11)} = 15,56 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов, расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2) [28]:

$$h_c = h - \frac{L}{7} \quad (75)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

$$h_c = 25 - \frac{29}{7} = 20,85 \text{ (м)}$$

Находим половину ширины внешней зоны на уровне линейного портала по следующей формуле [28]:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} \quad (76)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{20,85 - 11}{1 + \frac{11}{20,85}} = 10,32 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет молниезащиты ПС Литейная

Пара молниеотводов	$L$ (м)	$h$ (м)	$h_{эф}$ (м)	$h_c$ (м)	$r_0$ (м)	$r_x$ (м)	$r_{cx}$ (м)
1 - 2	55,0	25,0	21,25	17,14	26,25	15,56	5,98
1 - 3	29,0	25,0	21,25	20,85	26,25	15,56	10,32
3 - 4	55,0	25,0	21,25	17,14	26,25	15,56	5,98
2 - 4	29,0	25,0	21,25	20,85	26,25	15,56	10,32

## 11.2 Защита от набегающих волн перенапряжений

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{ном} \geq U_{раб} \quad (77)$$

Принимаем первоначально ОПН-110/10/77/400 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{ном.макс} \geq U_{раб.макс} \quad (78)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot U_{раб}}{\sqrt{3}} \quad (79)$$

$$U_{раб.макс} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44\text{кВ}$$

$$105\text{ кВ} \geq 89,44\text{ кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения  $U_{ки}$  коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (80)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где -  $U_{исп50}$  - 50% - ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ, согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 объем и нормы испытаний электрооборудования.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям,  $A_{вн}$ .

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25) \quad (81)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений(450);

$$A_{вн} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{вн} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям,  $A_{зп}$  :

$$A_{зп} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25) \quad (82)$$

$$A_{зп} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{зп} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 39 - Параметры ОПН 110 кВ

Тип ОПН	ОПН-110/10/77/400
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	175
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

Проводим выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$U_{нр}$ (кВ)	7,12	6,92	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

## 12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС Литейная не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС Литейная согласно листа графической части №5

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС Литейная  $\rho_1 = 50$  (Ом/м)

Определяем площадь контура заземления ПС Литейная [28]:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) \quad (83)$$

$$S = (65+3) \cdot (36+3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта заземления ПС Литейная [28]:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi \quad (84)$$

где -  $\psi$  - коэффициент сезонности

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,01$  м:

Сечение вертикальных электродов [28]:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (85)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость [28]:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (86)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

$T$  - максимальное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{22,21^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} (\text{м}^2)$$

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению [28]:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (87)$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (88)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} (\text{м}^2)$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость, следовательно, принимаем:

$$d = 0,022 (\text{м})$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} (\text{м}^2)$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (89)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (90)$$

$$m = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_я = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (91)$$

$$L_я = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \text{ (м)} \quad (92)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2652} (11+1) = 1235,9 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (93)$$

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56$$

Принимаем:  $n_g = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_g = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho l \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (94)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

$$R_c = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,31 \text{ (Ом)}$$

Определяем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (95)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,55$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha_{и} \quad (96)$$

$$R_u = 0,31 \cdot 1,55 = 0,48 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен. Схема заземления и молниезащиты ПС Литейная представлена на рисунке 22.

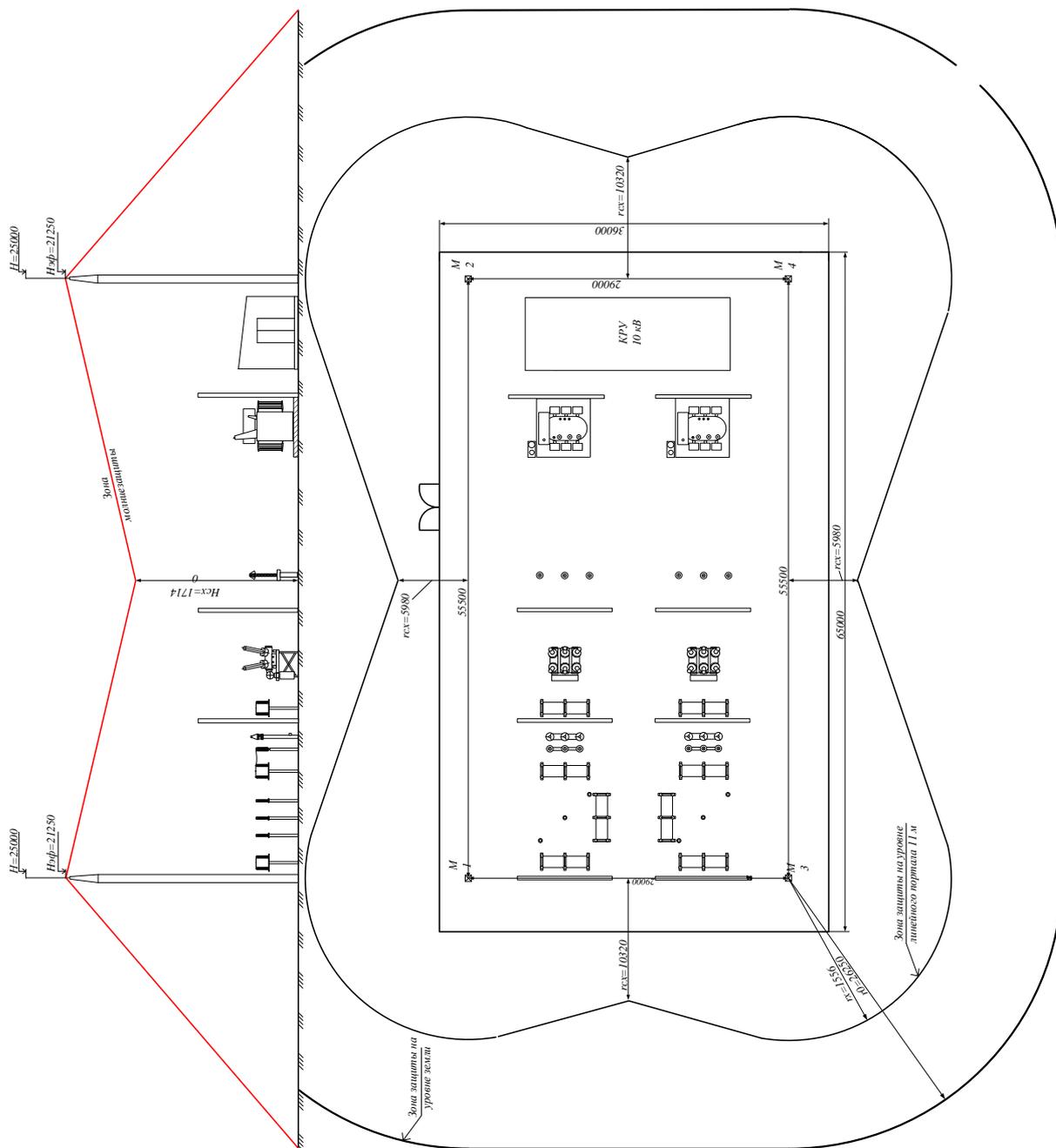


Рисунок 22 - Схема молниезащиты ПС Литейная

## 13 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА ПС ЛИТЕЙНАЯ

В данном разделе рассмотрим следующие защиты

Подробно рассмотрена защита силовых трансформаторов

### 13.1 Дифференциальная защита

Рассчитаем ДЗТ понижающего двух обмоточного трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА. Трансформатор имеет РПН в пределах 12% номинального напряжения.

Схема соединения обмоток силового трансформатора ВН/НН – Y/Д.

Первичные токи трансформатора определяются по выражениям [2]:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 126,0 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,0$$

Исходя из полученных значений токов в обмотках трансформатора, выбираем соответствующие коэффициенты трансформации трансформаторов тока (ТТ):

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{150}{5} = 30$$

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{1500}{5} = 300$$

Определяем вторичные (базисные) токи ТТ [2]:

$$I_{\text{вторВН}} = \frac{I_{\text{номВН}} \cdot K_{\text{СХ.ТТ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \tag{97}$$

$$I_{\text{вторВН}} = \frac{126,0 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 7,27$$

$$I_{\text{вторНН}} = \frac{I_{\text{номНН}} \cdot K_{\text{СХ.ТТ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}} \quad (98)$$

$$I_{\text{вторНН}} = \frac{1312,0 \cdot 1}{1500 / 5} = 4,37$$

$$X_{\text{Тср}} = U_{\text{Кср}} \cdot U_{\text{срВН}}^2 / 100 \cdot S_{\text{НТ}} \quad (99)$$

где  $U_{\text{Кср}}$ ,  $U_{\text{Кмин}}$ ,  $U_{\text{Кмак}}$  – напряжение короткого замыкания в % для различных положений РПН (среднее и крайнее);

$U_{\text{ВН}}$  – напряжение на стороне высшего напряжения;

$S_{\text{НТ}}$  – номинальная мощность трансформатора.

$$X_{\text{Тср}} = 6,3 \cdot 110^2 / 100 \cdot 25 = 47,64 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Тmin}} = \frac{U_{\text{Кmin}} \cdot U_{\text{minВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}} = \frac{U_{\text{Кmin}} \cdot [U_{\text{срВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{крПН}})]^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}}, \quad (100)$$

$$X_{\text{Тmin}} = \frac{5,26 \cdot [110 \cdot (1 - 0,12)]^2}{100 \cdot 25} = 32,8 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{Тmax}} = \frac{U_{\text{Кмак}} \cdot U_{\text{макВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}} = \frac{U_{\text{Кмак}} \cdot [U_{\text{срВН}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{крПН}})]^2}{100 \cdot S_{\text{НТ}}}, \quad (101)$$

$$X_{\text{Тmax}} = \frac{7,0 \cdot [110 \cdot (1 + 0,12)]^2}{100 \cdot 25} = 66,4, \text{ Ом}$$

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{КЗмакВН}}^{(3)} = U_{\text{minВН}} / [\sqrt{3} \cdot (X_{\text{лин}} + X_{\text{Тmin}})], \quad (102)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное междуфазное напряжение сети.

$$I_{кз\max\text{ВН}}^{(3)} = 110 / [\sqrt{3} \cdot (14,236 + 32,8)] = 1225 \text{ А}$$

Минимальный ток трехфазного короткого замыкания определяется при наибольшем сопротивлении трансформатора:

$$I_{кз\min\text{ВН}}^{(3)} = U_{\max\text{ВН}} / [\sqrt{3} \cdot (Z_{c\min} + Z_{m\max})] \quad (103)$$

$$I_{кз\min\text{ВН}}^{(3)} = 121 / [\sqrt{3} \cdot (3,794 + 66,4)] = 981 \text{ (А)}$$

Приведение тока к стороне низшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации [2]:

$$I_{кз\min\text{НН}}^{(3)} = I_{кз\min\text{ВН}} \cdot U_{\max\text{ВН}} / U_{\text{НН}}, \quad (104)$$

$$I_{кз\min\text{НН}}^{(3)} = I_{кз\min\text{ВН}}^{(3)} \cdot 121 / 7 = 16960 \text{ (А)}$$

Приведение тока к стороне высшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

$$I_{кз\max\text{НН}}^{(3)} = I_{кз\max\text{ВН}} \cdot U_{\min\text{ВН}} / U_{\text{НН}}, \quad (105)$$

$$I_{кз\max\text{НН}}^{(3)} = 1225 \cdot 110 / 6,3 = 19250 \text{ (А)}$$

Приведение тока к стороне высшего напряжения производится с помощью коэффициента трансформации:

Расчёт двухфазных токов короткого замыкания:

$$I_{кз}^{(2)} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2$$

$$I_{кз\max\text{НН}}^{(2)} = I_{кз\max\text{НН}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 16670 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{кзміпнн}}^{(2)} = I_{\text{кзміпнн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 14687 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{кзмахвн}}^{(2)} = I_{\text{кзмахвн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 1061 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{кзміпвн}}^{(2)} = I_{\text{кзміпвн}}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2 = 849 \text{ (A)}$$

Дифференциальный ток срабатывания ДЗТ на первом горизонтальном участке характеристики ИД.0 при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{Д.0}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}} \quad (106)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас.

Может быть принят равным  $K_{\text{отс}} = 1,1 \div 1,3$ .

$I_{\text{нб.расч*}}$  – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{\text{нб.расч*}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}), \quad (107)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, в соответствии с следует принимать:  $K_{\text{пер}} = 2$

$K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока принимается равным 1,;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{\text{рпн}}$  – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования,  $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,12$

$\Delta f_{\text{выр}}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной  $\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$ .

Уставка по току срабатывания ДТЗ ИД.0 задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта с высшей стороны в диапазоне от 0,2 до 1,0 от  $I_{\text{баз.ВН}}$  с шагом 0,01.

$$I_{\text{Д.0}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,02) = 0,312$$

Принимаем  $I_{\text{Д.0}} = 0,32$  о.е.

### 13.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 25000 кВА на подстанции Литейная, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

В качестве газового реле применяем реле Бухгольца.

### 13.3 Защита от перегрузки

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки на ПС Литейная с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{омс}}}{k_{\text{г}}} \cdot I_{\text{номВН}} \quad (108)$$

$$I_{\text{СЗТ1}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 125,51 = 164,73 \text{ (А)}$$

где  $k_{\text{омс}}$  – коэффициент отстройки принятого типа реле.

$k_{\text{г}}$  – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{164,73}{(200/5)} = 4,11 \text{ (А)}$$

### 13.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 110 кВ ПС Литейная.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ трансформаторов ПС Литейная:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВН} \quad (109)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 125,51 = 282,39 \text{ (A)}$$

где  $k_i$  – коэффициент надежности;

$k_{сам}$  – коэффициент самозапуска;

$$k_\epsilon = \frac{I^{(3)}_\kappa}{I_{C3}} \quad (110)$$

$$k_\epsilon = \frac{22,21 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 115)}{282,39} = 7,18$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{282,39}{(200 / 5)} = 7,06 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

## 14 АВТОМАТИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПС ЛИТЕЙНАЯ

### 14.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ ПС Литейная для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

### 14.2 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическая частотная разгрузка - элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается

работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, отключение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Кроме того, резкое падение частоты в энергосистеме может привести к нарушению нормальной работы электрических станций. То есть если не принимать никаких мер, то снижение частоты будет продолжаться, что повлечет за собой полный развал энергосистемы.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

### **14.3 Автоматическое повторное включение**

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

## 15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 15.1 Безопасность

В данной работе рассматривается проектирование трансформаторной подстанции 110/10 кВ Литейная в Приморском крае, предполагается установка современного оборудования включая комплектные распределительные устройства, силовые трансформаторы, так же в работе рассматривается вопрос подключения данной ПС к системе внешнего электроснабжения. Рассмотрим основные меры безопасности при работе в действующих электроустановках

*Безопасность при работах в распределительных устройствах:*

При выполнении работы на выкаткой тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонтное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансформаторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

#### *Безопасность при работах на силовых трансформаторах.*

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

#### *Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях*

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую

штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

## **15.2 Экологичность**

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

#### *Воздействие на атмосферный воздух*

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;
- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

#### *Воздействие на земли и почвенный покров*

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование

бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

#### *Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух*

##### *Этап строительства*

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;
- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;
- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

##### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

## *Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды*

### *Этап строительства*

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительного-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

### *Этап эксплуатации*

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

### *Расчет маслоприемника трансформатора*

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Литейная устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 25000/110/10 с размерами (м) 5,9×4,6×5,4 и массой масла 15,0 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [23].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [23].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [23].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 23 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

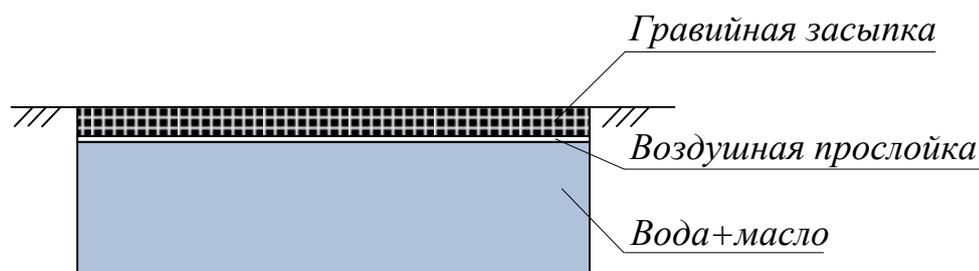


Рисунок 23 – Маслоприемник трансформатора

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (111)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 15,0 ТОННЫ.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{трм}} = \frac{15,0}{0,88} = 17,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [8]:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (112)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (5,9 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,6 + 2 \cdot 1,5) = 67,64 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [8]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (113)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (5,9 + 4,6) \cdot 2 \cdot 5,4 = 113,4 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны [23]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [8]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (114)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,64 + 113,4) \cdot 10^{-3} = 65,17 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [8]:

$$V_{mH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (115)$$

$$V_{m\text{м}H_2O} = 17,05 + 0,8 \cdot 65,17 = 69,19 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости

$V_{m\text{м}H_2O}$  :

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{m\text{м}H_2O}}{S_{\text{мн}}} \quad (116)$$

$$H_{\text{мн}} = \frac{69,19}{67,64} = 1,02 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [23]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [23]:

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [23]:

$$H_{\text{нмн}} = H_{\text{мн}} + H_{\text{ен}} + H_z \quad (117)$$

$$H_{\text{нмн}} = 1,02 + 0,05 + 0,25 = 1,32 \text{ (м)}$$

### 15.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта – ПС Литейная:

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на объекте энергетики сложившаяся в результате возникновения какой-либо аварийной ситуации, либо опасного явления природы, катастрофы, стихийного бедствия которая может повлечь за собой человеческие жертвы либо ущерб здоровью окружающих или природной среде, привести к материальным потерям либо нарушением условий жизнедеятельности.

Чрезвычайные ситуации разделяются на несколько видов по характеру источника, а также по ее масштабам.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем, связи и коммуникаций, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут к значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы решено значительное количество как технических, так и экономических задач, в частности:

- Анализ состояния и определение основных характеристик электротехнического оборудования в рассматриваемом районе электрических сетей Приморского края.

- Расчет электрических нагрузок дополнительного потребителя

- Выполнение расчетов, связанных разработкой схемы подключения новой ПС Литейная к системе внешнего электроснабжения

- Выбор и проверка основного электротехнического оборудования вновь вводимой ПС Литейная.

При выполнении работы проведено значительное количество расчетов включая определение расчетных нагрузок завода по производству металлопроката, определение рационального напряжения подключения ПС Литейная, разработка и сравнение различных вариантов подключения, расчет токов короткого замыкания и последующий выбор основного и вспомогательного оборудования ПС Литейная

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.
- 3 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 4 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 5 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 6 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 7 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов /АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2017. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9036.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf)
- 8 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 9 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 10 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

11 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

12 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб.пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

13 Козлов, Александр Николаевич. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 315 с.  
[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/6924.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6924.pdf)

14 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

15 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

16 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

17 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

18 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский.-2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.

19 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : учеб.пособие : рек. УМО / А. М.Половко, С. В. Гуров. -2-е изд., перераб. и доп. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. -702 с.

20 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А. М.Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.

21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

23 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

24 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. 177 с.  
[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7062.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf)

25 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

26 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. Режим доступа :  
[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/3060.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf)

27 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа :  
[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7031.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf)

28 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 106 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7364.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf)

29 Требования к качеству электроэнергии установлены Межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения"

(введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст).  
Показатели и нормы качества электроэнергии приведены в разделе 4 ГОСТ  
32144-2013.

30 Данные преддипломной практики

## ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет режима работы эквивалента сети

### Данные о напряжениях

Номер узла	Uном (кВ)	Uрасч (кВ)	Uфакт (кВ)	Отклонение (%)
1	110	124,04	124,0	0,03
2	110	120,93	119,8	0,94
3	110	118,87	117,3	1,34
4	110	116,98	115,5	1,28
5	110	116,31	115,3	0,88
6	110	116,00	114,8	1,05
7	110	115,95	114,9	0,91
8	110	115,95	113,9	1,80
9	110	115,91	114,8	0,97
10	110	115,95	114,7	1,09
11	110	115,41	114,3	0,97
12	110	115,07	114,8	0,24
13	110	114,78	113,9	0,77
14	110	114,83	114,0	0,73
15	110	114,83	114,0	0,73
16	110	115,06	114,5	0,49
17	110	114,89	113,8	0,96
18	110	115,10	114,1	0,88
19	110	115,10	114,1	0,88
20	110	116,00	116	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Данные о нагрузках ветвей

Начало (узел)	Конец (узел)	Ирасч (А)	Ифакт (А)	Отклонение (%)
1	2	165,68	161,2	2,78
2	3	104,42	100,4	4,00
3	4	107,96	102,3	5,53
4	5	93,64	90,25	3,76
5	6	74,57	71,25	4,66
6	7	42,04	38,56	9,02
7	8	39,83	36,56	8,94
7	9	3,15	3,1	1,61
8	10	19,08	17,5	9,03
10	11	61,40	60,1	2,16
6	10	42,12	40,2	4,78
11	12	42,62	40,1	6,28
12	13	26,76	25,15	6,40
13	14	5,84	5,7	2,46
14	15	17,00	16,5	3,03
14	16	17,94	16,9	6,15
16	17	13,37	12,5	6,96
17	18	30,82	30,0	2,73
18	19	30,82	30,2	2,05
18	20	90,36	94,7	-4,58
5	16	68,70	70,25	-2,21

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Расчет режимов работы первого варианта реконструкции

Данные по узлам первого варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116,00	0,00	0,00	36,50	22,80	121,53	-0,16
2	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,88	-1,08
3	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,67	-1,49
4	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,47	-1,06
5	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,52	-0,82
6	116,00	0,00	0,00	55,14	9,84	116,00	0,00
7	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,94	-0,04
8	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,93	-0,04
9	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,88	-0,07
10	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,93	-0,04
11	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,16	-0,46
12	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,63	-0,74
13	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,15	-1,02
14	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,15	-1,07
15	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,15	-1,07
16	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,34	-1,06
17	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,28	-0,95
18	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,71	-0,58
19	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,71	-0,58
20	116,00	0,00	0,00	24,78	4,29	116,00	0,00
200	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,02	-2,29
500	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,78	-1,93
161	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,08	-2,81
171	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,26	-2,36
191	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,86	-3,05
22	35,00	4,24	1,05	0,00	0,00	37,45	-2,29
220	27,50	14,24	4,05	0,00	0,00	29,17	-2,89
330	10,00	24,81	9,27	0,00	0,00	10,19	-4,15

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

440	6,00	4,38	1,85	0,00	0,00	6,31	-1,80
55	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,73	-1,93
550	6,00	10,20	2,75	0,00	0,00	6,23	-1,73
880	6,00	4,97	0,76	0,00	0,00	6,34	-1,31
990	6,00	0,63	0,21	0,00	0,00	6,37	-0,22
110	10,00	4,56	0,55	0,00	0,00	10,32	-1,64
120	10,00	3,80	1,11	0,00	0,00	10,25	-1,72
130	10,00	6,38	2,19	0,00	0,00	10,19	-2,13
150	10,00	3,89	1,07	0,00	0,00	10,21	-2,09
166	35,00	4,50	1,30	0,00	0,00	36,19	-2,81
160	10,00	5,58	1,42	0,00	0,00	10,15	-3,44
177	35,00	3,10	1,11	0,00	0,00	36,24	-2,36
170	10,00	5,04	1,13	0,00	0,00	10,17	-2,93
199	35,00	6,20	2,50	0,00	0,00	36,12	-3,05
190	10,00	8,01	1,41	0,00	0,00	10,13	-3,95

Данные по ветвям первого варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	204,45	206,80	390,0	53,03
2	3	115,97	119,13	450,0	26,47
3	4	48,35	50,80	450,0	11,29
4	5	64,82	65,37	450,0	14,53
5	6	166,26	166,25	390,0	42,63
6	7	56,35	56,40	265,0	21,28
7	8	53,67	53,67	330,0	16,26
7	9	3,66	3,72	265,0	1,40
8	10	28,37	28,37	330,0	8,60
10	11	84,96	85,28	330,0	25,84
6	10	56,65	56,68	330,0	17,17
11	12	62,05	62,37	330,0	18,90

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

12	13	42,56	42,88	330,0	12,99
13	14	12,50	11,51	390,0	2,95
14	15	20,80	20,81	330,0	6,31
14	16	15,36	13,23	390,0	3,39
16	17	14,25	16,42	390,0	4,21
17	18	51,90	51,90	390,0	13,31
18	19	51,89	51,89	330,0	15,73
18	20	125,19	125,81	390,0	32,26
5	16	64,02	61,37	390,0	15,74

Данные по узлам первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ АТЭЦ – Смоляниново-тяга

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116,00	0,00	0,00	36,50	22,80	0,00	-0,16
2	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	103,05	-7,12
3	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	104,57	-6,25
4	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,94	-4,57
5	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,48	-3,85
6	116,00	0,00	0,00	67,31	31,29	111,16	-2,55
7	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,10	-2,59
8	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,10	-2,59
9	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,04	-2,61
10	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,09	-2,59
11	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,40	-2,95
12	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,95	-3,16
13	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,58	-3,34
14	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,65	-3,34
15	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,65	-3,34
16	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,95	-3,22
17	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,23	-2,35
18	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,19	-1,16

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

19	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,21	-1,15
20	116,00	0,00	0,00	51,15	11,94	116,00	0,00
200	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	102,04	-8,71
500	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,70	-5,08
161	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,63	-5,12
171	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,17	-3,84
191	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,33	-3,69
22	35,00	4,24	1,05	0,00	0,00	32,65	-8,71
220	27,50	14,24	4,05	0,00	0,00	25,41	-9,49
330	10,00	24,81	9,27	0,00	0,00	9,16	-9,53
440	6,00	4,38	1,85	0,00	0,00	5,89	-5,42
55	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,78	-5,08
550	6,00	10,20	2,75	0,00	0,00	5,89	-4,86
880	6,00	4,97	0,76	0,00	0,00	6,08	-3,97
990	6,00	0,63	0,21	0,00	0,00	6,10	-2,79
110	10,00	4,56	0,55	0,00	0,00	9,89	-4,23
120	10,00	3,80	1,11	0,00	0,00	9,83	-4,23
130	10,00	6,38	2,19	0,00	0,00	9,78	-4,55
150	10,00	3,89	1,07	0,00	0,00	9,80	-4,44
166	35,00	4,50	1,30	0,00	0,00	34,76	-5,12
160	10,00	5,58	1,42	0,00	0,00	9,75	-5,80
177	35,00	3,10	1,11	0,00	0,00	35,26	-3,84
170	10,00	5,04	1,13	0,00	0,00	9,89	-4,44
199	35,00	6,20	2,50	0,00	0,00	35,62	-3,69
190	10,00	8,01	1,41	0,00	0,00	9,99	-4,62

Данные по ветвям первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ АТЭЦ – Смоляниново - тяга

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	0,00	0,00	390,0	0,00
2	3	109,36	108,09	450,0	24,02

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

3	4	258,50	257,13	450,0	57,14
4	5	283,19	282,59	450,0	62,80
5	6	288,91	288,90	390,0	74,08
6	7	51,22	51,28	265,0	19,35
7	8	48,43	48,43	330,0	14,68
7	9	3,70	3,84	265,0	1,45
8	10	22,00	22,01	330,0	6,67
10	11	73,17	73,59	330,0	22,30
6	10	51,27	51,31	330,0	15,55
11	12	49,32	49,78	330,0	15,09
12	13	28,81	29,42	330,0	8,91
13	14	8,10	6,79	390,0	1,74
14	15	21,65	21,65	330,0	6,56
14	16	28,06	27,06	390,0	6,94
16	17	142,86	142,50	390,0	36,54
17	18	186,50	185,93	390,0	47,67
18	19	185,93	185,93	330,0	56,34
18	20	261,44	262,21	390,0	67,23
5	16	64,31	63,59	390,0	16,31

Данные по узлам первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ ПС Береговая-1 - ПС Садовая

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116,00	0,00	0,00	49,40	20,04	117,07	-2,34
2	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,92	-3,96
3	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,41	-5,10
4	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,09	-5,25
5	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,82	-2,77
6	116,00	0,00	0,00	23,67	8,45	111,16	-2,55
7	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,11	-2,58

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

8	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,11	-2,58
9	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,05	-2,61
10	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,11	-2,58
11	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,58	-2,82
12	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29	-2,93
13	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,14	-2,95
14	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,31	-2,86
15	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,31	-2,86
16	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,75	-2,61
17	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,80	-1,96
18	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,49	-0,99
19	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,50	-0,99
20	116,00	0,00	0,00	44,84	11,30	116,00	0,00
200	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,01	-5,29
500	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,05	-3,97
161	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,45	-4,49
171	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,75	-3,44
191	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,63	-3,51
22	35,00	4,24	1,05	0,00	0,00	35,84	-5,29
220	27,50	14,24	4,05	0,00	0,00	27,91	-5,94
330	10,00	24,81	9,27	0,00	0,00	9,71	-8,03
440	6,00	4,38	1,85	0,00	0,00	6,01	-6,07
55	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,22	-3,97
550	6,00	10,20	2,75	0,00	0,00	5,97	-3,76
880	6,00	4,97	0,76	0,00	0,00	6,08	-3,96
990	6,00	0,63	0,21	0,00	0,00	6,10	-2,78
110	10,00	4,56	0,55	0,00	0,00	9,91	-4,10
120	10,00	3,80	1,11	0,00	0,00	9,86	-3,99
130	10,00	6,38	2,19	0,00	0,00	9,83	-4,15
150	10,00	3,89	1,07	0,00	0,00	9,86	-3,95
166	35,00	4,50	1,30	0,00	0,00	35,02	-4,49
160	10,00	5,58	1,42	0,00	0,00	9,82	-5,16
177	35,00	3,10	1,11	0,00	0,00	35,44	-3,44

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

170	10,00	5,04	1,13	0,00	0,00	9,94	-4,03
199	35,00	6,20	2,50	0,00	0,00	35,72	-3,52
190	10,00	8,01	1,41	0,00	0,00	10,02	-4,44

Данные по ветвям первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ ПС Береговая-1 - ПС Садовая

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	262,91	264,48	390,0	67,82
2	3	164,79	166,51	450,0	37,00
3	4	24,16	25,59	450,0	5,69
4	5	0,00	0,00	450,0	0,00
5	6	52,33	52,32	390,0	13,41
6	7	40,81	40,88	265,0	15,43
7	8	38,12	38,12	330,0	11,55
7	9	3,70	3,84	265,0	1,45
8	10	11,87	11,88	330,0	3,60
10	11	52,09	52,65	330,0	15,95
6	10	40,52	40,57	330,0	12,29
11	12	28,54	29,29	330,0	8,88
12	13	8,20	10,04	330,0	3,04
13	14	27,01	26,63	390,0	6,83
14	15	21,52	21,53	330,0	6,52
14	16	48,02	47,42	390,0	12,16
16	17	111,80	111,34	390,0	28,55
17	18	155,33	154,68	390,0	39,66
18	19	154,67	154,67	330,0	46,87
18	20	230,14	230,97	390,0	59,22
5	16	16,67	13,79	390,0	3,54

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Данные по ветвям первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ ПС Береговая-1 - ПС Береговая-2

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	254,78	256,86	390,0	65,86
2	3	159,43	161,98	450,0	36,00
3	4	36,84	40,61	450,0	9,02
4	5	37,29	38,50	450,0	8,56
5	6	0,00	0,00	390,0	0,00
6	7	54,28	54,34	265,0	20,51
7	8	51,48	51,48	330,0	15,60
7	9	3,70	3,84	265,0	1,45
8	10	25,05	25,05	330,0	7,59
10	11	79,39	79,79	330,0	24,18
6	10	54,44	54,48	330,0	16,51
11	12	55,51	55,94	330,0	16,95
12	13	35,00	35,54	330,0	10,77
13	14	6,02	4,24	390,0	1,09
14	15	21,69	21,69	330,0	6,57
14	16	22,45	21,23	390,0	5,44
16	17	151,99	151,64	390,0	38,88
17	18	195,67	195,12	390,0	50,03
18	19	195,12	195,11	330,0	59,12
18	20	270,66	271,42	390,0	69,59
5	16	79,14	78,58	390,0	20,15

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Данные по узлам первого варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ ПС Береговая-1 - ПС Береговая-2

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116	0,00	0,00	44,95	25,46	117,07	-2,34
2	110	0,00	0,00	0,00	0,00	112,66	-3,64
3	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,82	-4,44
4	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,19	-4,28
5	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,07	-4,16
6	116	0,00	0,00	20,71	2,94	111,16	-2,55
7	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,10	-2,59
8	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,09	-2,59
9	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,04	-2,62
10	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,09	-2,59
11	110	0,00	0,00	0,00	0,00	110,34	-2,98
12	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,84	-3,23
13	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,41	-3,46
14	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,45	-3,47
15	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,44	-3,47
16	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,70	-3,39
17	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,05	-2,46
18	110	0,00	0,00	0,00	0,00	113,10	-1,20
19	110	0,00	0,00	0,00	0,00	113,12	-1,20
20	116	0,00	0,00	52,99	12,22	116,00	0,00
200	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,75	-4,97
500	110	0,00	0,00	0,00	0,00	108,28	-5,39
161	110	0,00	0,00	0,00	0,00	108,37	-5,30
171	110	0,00	0,00	0,00	0,00	109,99	-3,96
191	110	0,00	0,00	0,00	0,00	111,23	-3,74
22	35	4,24	1,05	0,00	0,00	35,76	-4,97
220	27,5	14,24	4,05	0,00	0,00	27,84	-5,62

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

330	10	24,81	9,27	0,00	0,00	9,65	-7,40
440	6	4,38	1,85	0,00	0,00	5,96	-5,11
55	35	0,00	0,00	0,00	0,00	34,65	-5,39
550	6	10,20	2,75	0,00	0,00	5,87	-5,18
880	6	4,97	0,76	0,00	0,00	6,08	-3,97
990	6	0,63	0,21	0,00	0,00	6,10	-2,79
110	10	4,56	0,55	0,00	0,00	9,89	-4,27
120	10	3,80	1,11	0,00	0,00	9,82	-4,30
130	10	6,38	2,19	0,00	0,00	9,76	-4,67
150	10	3,89	1,07	0,00	0,00	9,78	-4,58
166	35	4,50	1,30	0,00	0,00	34,68	-5,30
160	10	5,58	1,42	0,00	0,00	9,72	-5,98
177	35	3,10	1,11	0,00	0,00	35,20	-3,96
170	10	5,04	1,13	0,00	0,00	9,88	-4,56
199	35	6,20	2,50	0,00	0,00	35,59	-3,74
190	10	8,01	1,41	0,00	0,00	9,98	-4,67

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Расчет режимов работы третьего варианта реконструкции

Данные по узлам третьего варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116,00	0,00	0,00	36,50	22,80	117,09	-1,27
2	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,32	-2,26
3	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,00	-2,71
4	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,78	-2,82
5	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,81	-2,80
6	116,00	0,00	0,00	35,75	4,43	111,16	-2,55
7	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,10	-2,60
8	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,10	-2,61
9	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,04	-2,63
10	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,09	-2,61
11	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,55	-2,88
12	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,26	-2,98
13	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,12	-3,00
14	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29	-2,90
15	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,29	-2,90
16	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,74	-2,64
17	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,79	-1,98
18	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,48	-1,00
19	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,50	-1,00
20	116,00	0,00	0,00	45,09	11,22	116,00	0,00
200	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,41	-3,57
500	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,04	-4,00
161	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,43	-4,52
171	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,74	-3,46
191	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,62	-3,52
22	35,00	4,24	1,05	0,00	0,00	35,97	-3,57
220	27,50	14,24	4,05	0,00	0,00	28,01	-4,22
330	10,00	24,81	9,27	0,00	0,00	9,76	-5,61

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

440	6,00	4,38	1,85	0,00	0,00	6,05	-3,63
55	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,21	-4,00
550	6,00	10,20	2,75	0,00	0,00	5,97	-3,79
880	6,00	4,97	0,76	0,00	0,00	6,08	-3,99
990	6,00	0,63	0,21	0,00	0,00	6,10	-2,81
110	10,00	4,56	0,55	0,00	0,00	9,91	-4,16
120	10,00	3,80	1,11	0,00	0,00	9,86	-4,05
130	10,00	6,38	2,19	0,00	0,00	9,83	-4,19
150	10,00	3,89	1,07	0,00	0,00	9,86	-3,99
166	35,00	4,50	1,30	0,00	0,00	35,02	-4,52
160	10,00	5,58	1,42	0,00	0,00	9,82	-5,19
177	35,00	3,10	1,11	0,00	0,00	35,44	-3,46
170	10,00	5,04	1,13	0,00	0,00	9,94	-4,05
199	35,00	6,20	2,50	0,00	0,00	35,72	-3,53
190	10,00	8,01	1,41	0,00	0,00	10,02	-4,45

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Данные по ветвям третьего варианта реконструкции в нормальном режиме работы с прогнозными нагрузками

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	212,20	214,46	390,0	54,99
2	30	119,81	122,84	450,0	27,30
30	4	17,74	19,27	450,0	4,28
4	5	6,26	5,98	450,0	1,33
5	6	57,58	57,57	390,0	14,76
6	7	68,25	68,24	265,0	25,75
7	8	64,96	64,96	330,0	19,68
7	9	3,70	3,84	265,0	1,45
8	10	39,38	39,38	330,0	11,93
10	100	108,26	108,24	330,0	32,80
6	10	68,93	68,90	330,0	20,88
11	12	27,52	28,34	330,0	8,59
12	13	7,38	9,52	330,0	2,88
13	14	28,10	27,77	330,0	8,41
14	15	21,52	21,53	330,0	6,52
14	16	49,11	48,55	330,0	14,71
16	17	112,96	112,51	390,0	28,85
17	18	156,47	155,83	390,0	39,96
18	19	155,83	155,82	330,0	47,22
20	19	231,27	232,10	390,0	59,51
5	16	16,82	13,92	390,0	3,57
30	3	107,17	107,21	330,0	32,49
100	11	51,06	51,59	330,0	15,63
3	100	62,02	62,09	330,0	18,81

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Данные по узлам третьего варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ АТЭЦ – ПС Смоляниново - тяга

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116,00	0,00	0,00	36,50	22,80	0,00	-1,27
2	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,93	-3,65
3	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,38	-2,86
4	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,47	-2,92
5	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,64	-2,87
6	116,00	0,00	0,00	70,87	26,72	111,16	-2,55
7	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,95	-2,65
8	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,93	-2,65
9	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,89	-2,67
10	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,92	-2,65
11	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,18	-2,98
12	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,94	-3,07
13	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,86	-3,07
14	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,06	-2,97
15	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,06	-2,97
16	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,57	-2,70
17	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,67	-2,01
18	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,43	-1,02
19	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,44	-1,01
20	116,00	0,00	0,00	45,93	11,66	116,00	0,00
200	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,99	-5,07
500	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,86	-4,07
161	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,25	-4,58
171	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,62	-3,50
191	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,56	-3,54
22	35,00	4,24	1,05	0,00	0,00	34,56	-5,08
220	27,50	14,24	4,05	0,00	0,00	26,90	-5,78

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

330	10,00	24,81	9,27	0,00	0,00	9,70	-5,79
440	6,00	4,38	1,85	0,00	0,00	6,03	-3,73
55	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,16	-4,07
550	6,00	10,20	2,75	0,00	0,00	5,96	-3,86
880	6,00	4,97	0,76	0,00	0,00	6,07	-4,03
990	6,00	0,63	0,21	0,00	0,00	6,09	-2,85
110	10,00	4,56	0,55	0,00	0,00	9,87	-4,27
120	10,00	3,80	1,11	0,00	0,00	9,83	-4,14
130	10,00	6,38	2,19	0,00	0,00	9,80	-4,28
150	10,00	3,89	1,07	0,00	0,00	9,84	-4,06
166	35,00	4,50	1,30	0,00	0,00	34,96	-4,58
160	10,00	5,58	1,42	0,00	0,00	9,80	-5,25
177	35,00	3,10	1,11	0,00	0,00	35,40	-3,50
170	10,00	5,04	1,13	0,00	0,00	9,93	-4,09
199	35,00	6,20	2,50	0,00	0,00	35,70	-3,54
190	10,00	8,01	1,41	0,00	0,00	10,01	-4,47

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Данные по ветвям третьего варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ АТЭЦ – ПС Смоляниново - тяга

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	0,00	0,00	390,0	0,00
2	30	103,55	102,22	450,0	22,72
30	4	9,63	5,98	450,0	1,33
4	5	26,71	25,76	450,0	5,72
5	6	77,99	77,97	390,0	19,99
6	7	157,84	157,95	265,0	59,61
7	8	155,42	155,42	330,0	47,10
7	9	3,70	3,84	265,0	1,45
8	10	129,23	129,24	330,0	39,16
10	100	290,30	290,37	330,0	87,99
6	10	161,39	161,48	330,0	48,93
11	12	23,84	24,56	330,0	7,44
12	13	3,42	5,72	330,0	1,73
13	14	31,84	31,40	330,0	9,52
14	15	21,57	21,57	330,0	6,54
14	16	52,89	52,24	330,0	15,83
16	17	117,39	116,91	390,0	29,98
17	18	160,98	160,31	390,0	41,11
18	19	160,31	160,31	330,0	48,58
20	18	235,83	236,67	390,0	60,69
5	16	17,90	15,01	390,0	3,85
30	3	101,95	101,93	330,0	30,89
100	11	47,62	48,08	330,0	14,57
3	100	243,15	243,08	330,0	73,66

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Данные по узлам третьего варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ ПС Береговая-1 – ПС Береговая-2

Номер узла	U <sub>н</sub> (кВ)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	U <sub>ф</sub> (кВ)	Фаза U
1	116,00	0,00	0,00	36,50	22,80	121,41	-1,38
2	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	117,76	-2,31
3	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,53	-2,72
4	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,10	-3,00
5	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,64	-3,05
6	116,00	0,00	0,00	40,11	13,80	116,00	-2,55
7	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,85	-2,61
8	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,84	-2,61
9	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,80	-2,63
10	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,84	-2,61
11	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,77	-2,89
12	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,08	-3,01
13	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,35	-3,05
14	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,21	-2,98
15	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,21	-2,98
16	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,19	-2,78
17	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,44	-2,09
18	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,23	-1,08
19	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,24	-1,08
20	116,00	0,00	0,00	40,56	1,12	116,00	0,00
200	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	116,90	-3,52
500	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,89	-4,19
161	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,92	-4,57
171	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,41	-3,53
191	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,38	-3,57
22	35,00	4,24	1,05	0,00	0,00	37,41	-3,52
220	27,50	14,24	4,05	0,00	0,00	29,14	-4,12

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

330	10,00	24,81	9,27	0,00	0,00	10,18	-5,39
440	6,00	4,38	1,85	0,00	0,00	6,24	-3,76
55	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,12	-4,19
550	6,00	10,20	2,75	0,00	0,00	6,13	-3,99
880	6,00	4,97	0,76	0,00	0,00	6,34	-3,88
990	6,00	0,63	0,21	0,00	0,00	6,36	-2,79
110	10,00	4,56	0,55	0,00	0,00	10,29	-4,08
120	10,00	3,80	1,11	0,00	0,00	10,20	-4,00
130	10,00	6,38	2,19	0,00	0,00	10,12	-4,18
150	10,00	3,89	1,07	0,00	0,00	10,12	-4,01
166	35,00	4,50	1,30	0,00	0,00	35,81	-4,57
160	10,00	5,58	1,42	0,00	0,00	10,04	-5,21
177	35,00	3,10	1,11	0,00	0,00	35,97	-3,53
170	10,00	5,04	1,13	0,00	0,00	10,09	-4,10
199	35,00	6,20	2,50	0,00	0,00	35,96	-3,57
190	10,00	8,01	1,41	0,00	0,00	10,08	-4,48

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Данные по ветвям третьего варианта реконструкции в послеаварийном режиме работы с прогнозными нагрузками при отключении ВЛ ПС Береговая-1 – ПС Береговая-2

Начало (узел)	Конец (узел)	Инач (А)	Икон (А)	Идоп (А)	Загрузка (%)
1	2	204,65	207,00	390,0	53,08
2	30	116,06	119,22	450,0	26,49
30	4	85,33	88,05	450,0	19,57
4	5	64,99	66,24	450,0	14,72
5	6	0,00	0,00	390,0	0,00
6	7	104,66	104,80	265,0	39,55
7	8	102,63	102,63	330,0	31,10
7	9	3,66	3,72	265,0	1,40
8	10	77,87	77,88	330,0	23,60
10	100	184,05	184,14	330,0	55,80
6	10	106,55	106,66	330,0	32,32
11	12	58,36	59,75	330,0	18,11
12	13	40,80	43,21	330,0	13,09
13	14	20,37	22,21	330,0	6,73
14	15	20,98	20,98	330,0	6,36
14	16	28,68	30,25	330,0	9,17
16	17	93,10	94,13	390,0	24,14
17	18	131,02	131,52	390,0	33,72
18	19	131,51	131,51	330,0	39,85
20	18	201,94	202,03	390,0	51,80
5	16	36,89	32,81	390,0	8,41
30	3	34,06	34,10	330,0	10,33
100	11	78,95	80,03	330,0	24,25
3	100	106,12	106,06	330,0	32,14

