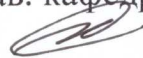


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

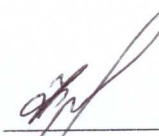
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 06 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей 35 – 110 кВ филиала АО
«ДРСК» «Приморские электрические сети» в районе подстанции 110 кВ
Седанка в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель
студент группы 642-об2


18.06.2020
подпись, дата


В.А. Фролов

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


18.06.2020
подпись, дата

А.А. Казакул

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


22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


06.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

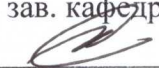
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 28 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Фролова Владислава Александровича
1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей 35 – 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в районе подстанции 110 кВ Седанка в связи с ростом электрических нагрузок

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 18.06.2020
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок. 3. Разработка вариантов реконструкции сети. 4. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор электрических аппаратов. 7. Защита трансформатора. 8. Разработка заземления и молниезащиты ПС. 9. Безопасность и экологичность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная электрическая схема сети. 2. Варианты подключения ПС. 3. Расчет нормальных и послеаварийных режимов для двух конфигураций сети. 4. Подробная однолинейная схема проектируемой ПС 5. Релейная защита трансформатора. 6. Молниезащита ПС.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.А. Казакул, доцент, к.т.н.

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

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 143 с., 17 рисунков, 57 таблиц, 2 приложения, 26 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе предложены варианты реконструкции электрических сетей 35–110 кВ в районе подстанции Седанка Приморских электрических сетей. Из двух вариантов выбран наиболее оптимальный с точки зрения требуемых капиталовложений и сохранения параметров режимов в допустимых пределах.

В ходе выполнения работы был выполнен прогноз роста нагрузок с перспективой на 5-летний период; с учетом рассчитанных нагрузок произведен расчет режимов сети, технико-экономический расчет а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выполнен расчет и разработка заземления и молниезащиты подстанции.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Перечень условных обозначений | 7 |
| Введение | 8 |
| 1 Общая характеристика района проектирования | 10 |
| 1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа | 10 |
| 1.2. Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования | 11 |
| 2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок | 20 |
| 2.1 Анализ существующих режимов | 20 |
| 2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС | 23 |
| 2.3 Анализ существующих режимов с учетом повышения нагрузок | 24 |
| 3 Разработка вариантов реконструкции электрических сетей | 41 |
| 3.1 Возможные варианты реконструкции сети | 41 |
| 3.2 Выбор элементов схемы при ее развитии | 42 |
| 3.2.1 Выбор типов схем РУ подстанций | 42 |
| 3.2.2 Выбор сечений проводников | 42 |
| 3.2.3 Компенсация реактивной мощности | 40 |
| 3.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов | 44 |
| 3.3 Технико-экономический расчет | 46 |
| 3.3.1 Расчет капиталовложений | 46 |
| 3.3.2 Расчет потерь электроэнергии | 48 |
| 3.3.3 Расчет эксплуатационных издержек | 50 |
| 3.3.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД | 51 |
| 4 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети | 57 |
| 4.1 Расчет режимов для варианта реконструкции №1 | 57 |
| 4.2 Расчет режимов для варианта реконструкции №2 | 66 |
| 5 Расчет токов короткого замыкания | 77 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.1 | Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК | 78 |
| 5.2 | Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3 | 79 |
| 6 | Выбор и проверка электрических аппаратов | 83 |
| 6.1 | Конструктивное исполнение ПС | 83 |
| 6.2 | Выбор и проверка выключателей | 83 |
| 6.3 | Выбор и проверка разъединителей | 88 |
| 6.4 | Выбор ячеек КРУ | 88 |
| 6.5 | Выбор трансформаторов тока | 90 |
| 6.6 | Выбор трансформаторов напряжения | 94 |
| 6.7 | Выбор и проверка токоведущих частей | 96 |
| 6.8 | Выбор и проверка опорных изоляторов | 100 |
| 6.9 | Выбор ограничителей перенапряжений | 102 |
| 6.10 | Выбор и проверка ТСН | 106 |
| 6.11 | Выбор аккумуляторных батарей | 107 |
| 7 | Заземление и молниезащита ПС Академическая | 110 |
| 7.1 | Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления | 110 |
| 7.2 | Расчет молниезащиты ПС Академическая | 114 |
| 7.3 | Анализ грозоупорности ОРУ 35 кВ | 114 |
| 8 | Релейная защита и автоматика | 117 |
| 8.1 | Расстановка комплексов защиты и автоматики | 117 |
| 8.2 | Релейная защита силового трансформатора на ПС Академическая | 119 |
| 8.2.1 | Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора | 119 |
| 8.2.2 | Максимальная токовая защита трансформатора | 121 |
| 8.2.3 | Защита от перегрузки | 123 |
| 8.2.4 | Газовая защита трансформатора | 125 |
| 8.3 | Автоматика на ПС Академическая | 127 |
| 9 | Безопасность и экологичность | 128 |
| 9.1 | Безопасность | 128 |

| | |
|---|-----|
| 9.1.1 Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок | 128 |
| 9.1.2 Требования безопасности при производстве работ на кабельных линиях | 129 |
| 9.1.3 ТБ при обслуживании масляных трансформаторов | 131 |
| 9.2 Экологичность | 132 |
| 9.3 Чрезвычайные ситуации | 137 |
| Заключение | 140 |
| Библиографический список | 141 |
| Приложение А Техничко-экономический расчет в ПВК MathCad 15 | 144 |
| Приложение Б Расчет молниезащиты и грозоупорности ПС Академическая | 149 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплексное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Для энергосистемы Приморского края характерна положительная динамика потребления электроэнергии. Наибольший рост наблюдается для следующих групп потребителей:

- добыча полезных ископаемых;
- обрабатывающие производства;
- водоснабжение;
- сбор и утилизация отходов;
- оптовая и розничная торговля;
- городское и сельское население.

Основными задачами развития электроэнергетики Приморского края на данный момент является развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения спроса на тепловую и электрическую энергию, разработка дополнительных предложений по обеспечению спроса на электрическую энергию.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается развитие электрических сетей напряжением 35 – 110 кВ в районе ПС Седанка Приморских электрических сетей.

Актуальность работы заключается в том, что рост потребления электрической энергии приводит к повышению нагрузки на отдельные элементы сети, в результате чего могут оказаться перегруженными как линии электропередачи, так и трансформаторы, установленные на подстанциях, что негативно сказывается на надежности питания потребителей и, следовательно, делает реконструкцию отдельных участков сети необходимой.

Цель данной работы – проанализировать режимы сети, определить загруженность отдельных элементов сети и при необходимости внесения изменений в состав оборудования разработать варианты реконструкции сети рассматриваемого района.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- провести анализ ЭЭС;
- выполнить расчет нормальных и послеаварийных режимов сети;
- разработать варианты реконструкции сети рассматриваемого района;
- расчет токов короткого замыкания;
- при реконструкции существующих ПС произвести выбор оборудования, выполнить разработку заземления и молниезащиты, а также выбрать устройства РЗА.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа

Владивостокский городской округ или город Владивосток – городской округ и одноименная административно-территориальная единица (город краевого подчинения), входящая в состав Приморского края.

Владивостокский городской округ занимает часть территории полуострова Муравьева-Амурского, полуостров Песчаный, а также острова залива Петра Великого. В состав округа входит непосредственно город Владивосток и поселок Трудовое, расположенные на полуострове Муравьева-Амурского, поселки на островах Русский, Попова и Рейнеке, а также село Береговое, расположенное на полуострове Песчаном.

Площадь округа составляет 561,54 км².

Климат Владивостока умеренный муссонный. Зима морозная, сухая, отличается ясной погодой. Преобладающее направление ветра – северное, выпадает малое количество осадков, в среднем 20-25 мм в месяц. Весна прохладная, характеризуется повышением влажности. Частым явлением становятся моросящие дожди, туман, преобладающее направление ветра меняется с северного, на юго-восточное и южное. Лето отличается тёплой погодой с преобладающими южными ветрами. В этот период характерны тайфуны с ливневыми дождями. Количество осадков достигает максимальных значений в течение года, норма осадков до 164 мм в июле. Влажность воздуха также достигает максимума до 92 %. Осень отличается теплой и сухой погодой. Юго-восточные к октябрю сменяются северными. Количество осадков постепенно уменьшается.

Среднегодовая температура воздуха в округе +4,9 °С. Самым тёплым месяцем является август со средней температурой +19,8 °С, самым холодным — январь с температурой –12,3 °С.

Средний годовой уровень осадков составляет 833 мм, при этом за все время наблюдений отмечались значительные отклонения от среднего уровня. Так в засушливые годы может выпадать менее 300 мм осадков, в то же время зарегистрированный максимум осадков составляет 1272 мм за год.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

| Наименование | Показатели |
|--|-------------|
| 1 | 2 |
| Район по гололеду | V |
| Район по ветру | IV |
| Нормативная толщина стенки гололеда, мм | 30 |
| Нормативное ветровое давление, Па | 800(36 м/с) |
| Интенсивность пляски проводов | умеренная |
| Среднегодовая продолжительность гроз, час | от 10 до 20 |
| Удельная плотность ударов молнии в землю, $1/(км^2 \cdot год)$ | 1 |
| Степень загрязнения атмосферы | II |
| Относительная влажность воздуха, % | 70-80 |
| Температуры воздуха: | |
| Среднегодовая, °С | +4,9 |
| Средний минимум, °С | +2,0 |
| Абсолютный минимум, °С | минус 31,4 |
| Средний максимум, °С | +9,0 |
| Абсолютный максимум, °С | +33,6 |

На территории Приморского края преобладает горный рельеф. На низменные межгорные впадины и речные долины приходится лишь около двадцати процентов территории.

1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования

Энергосистема (ЭС) Приморского края функционирует в составе Объединенной энергетической системы (ОЭС) Востока, в которую помимо энергосистемы Приморья входят также энергосистемы Амурской области,

Хабаровского края, Еврейской автономной области (ЕАО) и Южно-Якутского энергорайона ЭС Республики Саха (Якутия).

ЭС Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Связана с энергосистемой Хабаровского края и ЕАО (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ) следующими линиями:

- ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Розенгартовка/т;
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС – Бикин.

На территории энергосистемы Приморского края выделено четыре крупных энергорайона электрических сетей:

- Южные электрические сети;
- Центральные электрические сети;
- Западные электрические сети;
- Северные электрические сети.

Энергорайон Южных электрических сетей, в свою очередь, подразделяется на следующие районы:

- энергорайон города Владивостока;
- район г. Находки (с учетом АО «Оборонэнерго»);
- район между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

Рассматриваемый район проектирования относится к району южных электрических сетей. ПС 110 кВ «Седанка» и примыкающие к ней подстанции расположены в пределах Владивостокского городского округа и, следовательно, относятся к энергорайону города Владивостока.

На территории г. Владивосток расположены следующие электростанции, с указанием установленной мощности по состоянию на 01.10.2019 года:

- Владивостокская ТЭЦ-2 (497 МВт);

- Мини-ТЭЦ «Северная» (3,6 МВт);
- Мини-ТЭЦ «Центральная» (33,0 МВт);
- Мини-ТЭЦ «Океанариум» (13,2 МВт);
- Восточная ТЭЦ (139,46 МВт).

В данной работе в качестве источника питания выбрана Владивостокская ТЭЦ-2. Вторым источником питания выбрана Артёмовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт.

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная мощность электростанции - 400 МВт, тепловая мощность - 297 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменный и бурый уголь.

Генерирующее оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-

Пар для турбин вырабатывается восьмью котлоагрегатами БКЗ-220-100ф производительностью 220 тонн пара в час каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовке. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через ОРУ напряжением 220, 110 и 35 кВ

по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново/т;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС

Штыково (2 цепи);

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

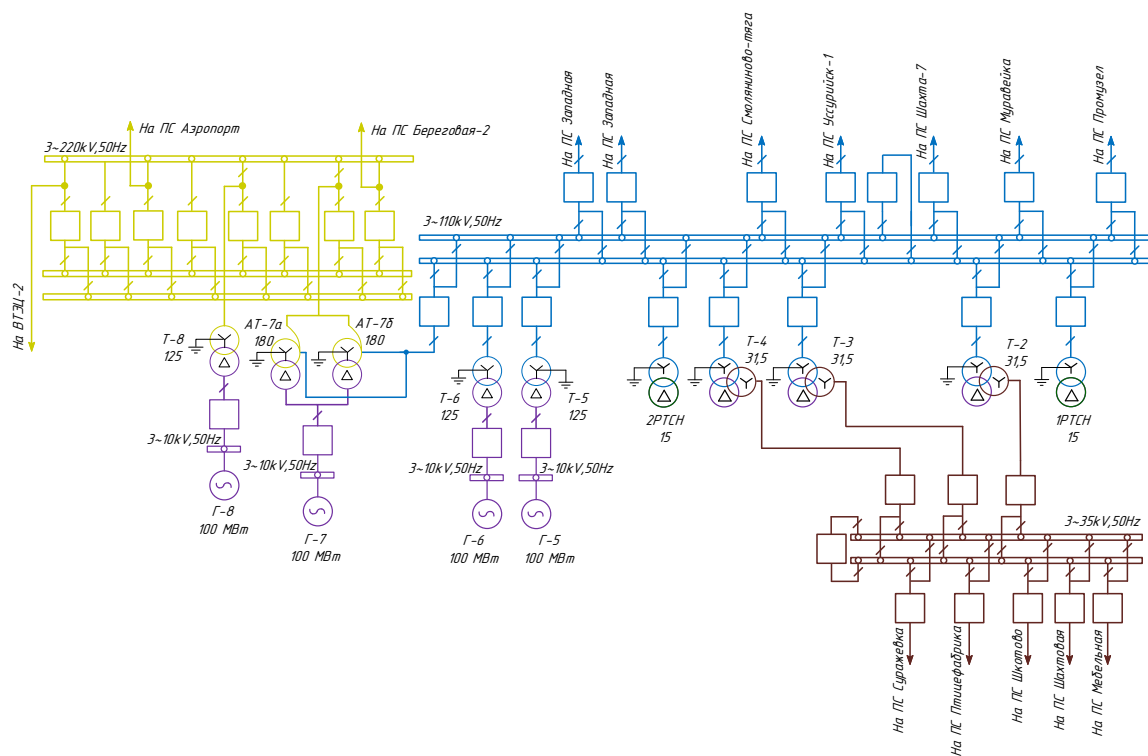


Рисунок 1 – Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ

Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная мощность электростанции - 497 МВт, тепловая мощность - 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется в основном природный газ, в меньшей степени бурый уголь.

Генерирующее оборудование станции включает в себя:

- турбоагрегат № 1 мощностью 80 МВт, в составе турбины Р-80-115 с генератором ТВФ-100-2, введен в 1970 году;
- турбоагрегат № 2 мощностью 98 МВт, в составе турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1970 году;
- турбоагрегат № 3 мощностью 105 МВт, в составе турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1972 году;
- турбоагрегат № 4 мощностью 109 МВт, в составе турбины Т-109-116 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1975 году;
- турбоагрегат № 5 мощностью 50 МВт, в составе турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1978 году;
- турбоагрегат № 6 мощностью 55 МВт, в составе турбины ПТ-155-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1984 году.

Пар для турбин вырабатывают 14 котлоагрегатов Е-210-140 производительностью 210 тонн в час каждый. Выдача электроэнергии в энергосистему ОРУ 220 кВ и ЗРУ 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артёмовская ТЭЦ;
- КВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Зелёный уголь;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Голдобин с отпайками на ПС Загородная и ПС Улисс;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Патрокл;
- ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС А, 2 цепи;
- КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Орлиная с отпайкой на ПС

Голубинка;

- КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Залив с отпайкой на ПС

Голубинка.

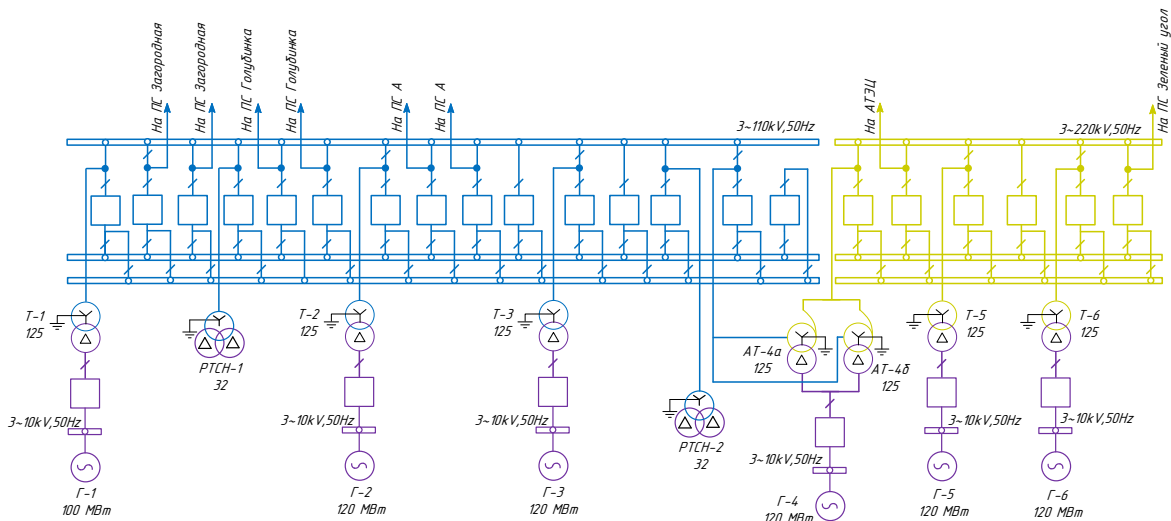


Рисунок 2 – Электрическая схема Владивостокской ТЭЦ-2

Помимо данных электростанций, рассматриваемый район проектирования связан двумя линиями с ПС 500 кВ Владивосток:

- ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна;
- ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол.

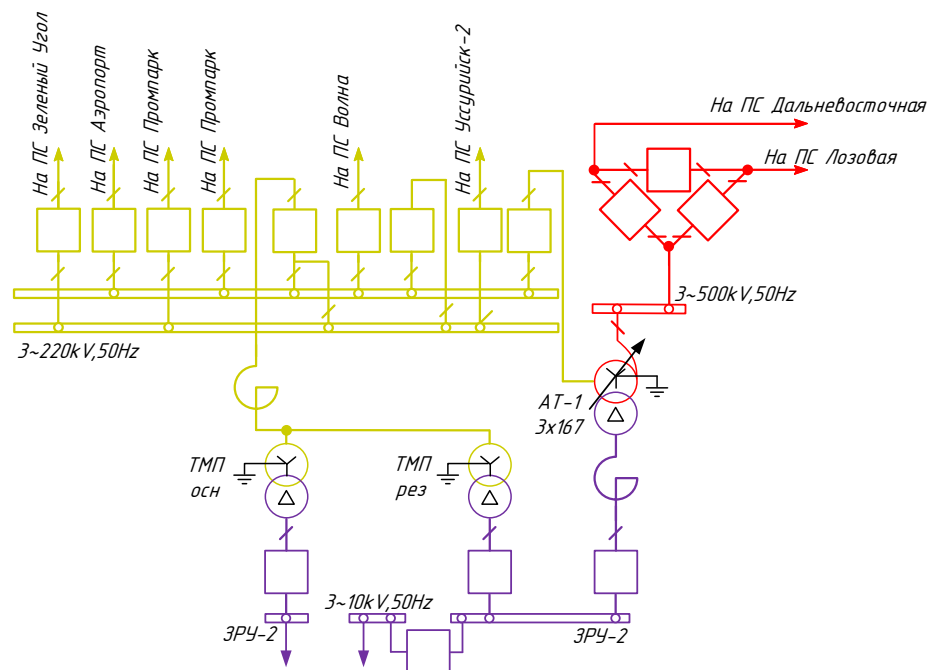


Рисунок 3 – Электрическая схема ПС 500 кВ Владивосток

Рассмотрим подстанции расположенные в районе проектирования. Данные о трансформаторной мощности и схемах РУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Подстанции района проектирования

| Наименование подстанции | Кол-во и мощность трансформаторов, ед. x МВА | Схема распределительного устройства |
|-------------------------|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 2Р-котельная | 1 x 10 | Блок линия-трансформатор с разъединителем (№ 1) |
| Академическая | 2 x 6,3 | Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№ 4Н) |
| Бурун | 2 x 40 | Одна секционированная выключателем система шин (№ 9) |
| Владивосток | АТ 3 x 167 | ОРУ 220 кВ - Одна секционированная выключателем система шин (№ 9) |
| Волна | 2 АТ x 125 2 x 15 | ОРУ 110 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (№ 12) |
| Зеленый угол | 2 АТ x 63 | ОРУ 220 кВ - Одна секционированная выключателем система шин (№ 9) |
| Ипподром | 1 x 10 | Блок линия-трансформатор с выключателем (№ 3Н) |
| Промузел | 2 x 16 | Одна секционированная выключателем система шин (№ 9) |
| Седанка | 2 x 16 | Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора (№ 5АН) |
| Спутник | 2 x 25 | Одна секционированная выключателем система шин (№ 9) |
| Чайка | 2 x 16 | Одна секционированная выключателем система шин (№ 9) |

Также для выполнения работы рассмотрим линии электропередачи, связывающие подстанции, расположенные в районе проектирования. Ниже в таблице 3 приведены данные линии с указанием некоторых параметров.

Таблица 3 – Характеристики ЛЭП района проектирования

| Наименование ЛЭП | U, кВ | Марка провода | Минимальное сечение провода, мм ² | Допустимый ток, А | |
|--|-------|--|--|-------------------|-----------------|
| | | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | 220 | АСО-300 | 300 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | 220 | АСО-300 | 300 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | 220 | Al/XLPE/CWS/HDPE 630mm, АСК-300 | 300 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | 220 | АС-300 | 300 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | 220 | АСК-300 | 300 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | 110 | АС-240, АСО-300 | 240 | 605 | 780 |
| Отпайка от ВЛ Волна – Бурун на ПС 2Р-котельная | 110 | АС-120 | 120 | 375 | 484 |
| ВЛ Волна – Чайка | 110 | АС-120, М-70, АС-300, АС-240 | 70 | 337 | 435 |
| ВЛ Чайка – Седанка | 110 | АС-240 | 240 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | 110 | АС-120, М-70 | 70 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | 110 | АС-120, М-70 | 70 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | 110 | АС-120, М-70 | 70 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | 35 | АС-120 | 120 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | 35 | АС-120, М-50 | 50 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | 35 | АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240 | 50 | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | 35 | АПвПу2Г 1x240 | 240 | 422 | 422 |

В целом по Приморскому краю техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением от 35 до 500 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Распределительный комплекс 35-110 кВ АО «ДРСК» характеризуется наличием объектов, эксплуатирующихся за пределами нормативных сроков эксплуатации. Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций – 70 %. Более 25 лет эксплуатируется около 80 % ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется ~ 35 % ЛЭП 35-110 кВ (от общего количества).

Количество оборудования подстанций Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 55,95 %.

Количество ВЛ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующегося с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 28,3 % от общего количества.

Количество оборудования АО «ДГК», эксплуатирующегося за пределами нормативных сроков эксплуатации (турбины, генераторы, котлы), составляет более 80 %. [23]

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Анализ существующих режимов

Задачей данного раздела является расчет вероятностно-статистических характеристик электрических нагрузок.

Средней мощностью называется математическое ожидание вероятностных характеристик нагрузки в течение рассматриваемого периода времени. Данный параметр используется для расчета электропотребления.

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где P_{cp}, Q_{cp} - средняя мощность;

T - период;

P_i, Q_i - мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Среднеквадратичной (эффективной) мощностью называется математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. Данный параметр используется при расчете потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

где $P_{эф}, Q_{эф}$ - среднеквадратичная (эффективная) мощность.

Под максимальной мощностью понимают некую среднюю мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Максимальная мощность необходима для выбора основного оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

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

где P_{\max}, Q_{\max} - максимальная мощность;

t_{β} - коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} - коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}, \quad (4)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5.

Минимальная мощность характеризует среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для определения минимальной мощности аналогична формуле которую используют для вычисления максимальной мощности.

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

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

где P_{\min}, Q_{\min} - максимальная мощность.

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2019 года и представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные

| Наименование ПС | Максимальная активная мощность ПС, МВт | | Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр | |
|-----------------|--|-------|---|------|
| | Зима | Лето | Зима | Лето |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2Р-котельная | 3,6 | 0,4 | 1,2 | 0,14 |
| Академическая | 9,01 | 4,24 | 2,44 | 1,14 |
| Бурун | 16,3 | 9,37 | 5,6 | 3,22 |
| Волна | 15,4 | 13,43 | 7 | 5,74 |
| Зеленый угол | 42 | 18,6 | 16 | 5,58 |
| Ипподром | 4,96 | 1,8 | 1,31 | 0,45 |
| Промузел | 17,3 | 12,78 | 4,4 | 2,96 |
| Седанка | 7,9 | 6,27 | 2,1 | 1,67 |
| Спутник | 24,1 | 8,45 | 5,6 | 1,96 |
| Чайка | 25,2 | 9,7 | 7,1 | 2,73 |

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными значениями коэффициентов: $k_{\phi} = 1,17$, $k_{\max} = 1,2$.

Полный расчет вероятностных характеристик, существующих ПС выполнен в программе Microsoft Excel, результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики существующих ПС

| Подстанция | Время | P_{\max} , МВт | $P_{\text{ср}}$, МВт | $P_{\text{эф}}$, МВт | Q_{\max} , Мвар | $Q_{\text{ср}}$, Мвар | $Q_{\text{эф}}$, Мвар |
|---------------|-------|------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|------------------------|------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 2Р-котельная | Зима | 3,6 | 3 | 3,51 | 1,2 | 1 | 1,17 |
| | Лето | 0,4 | 0,33 | 0,39 | 0,14 | 0,12 | 0,14 |
| Академическая | Зима | 9,01 | 7,51 | 8,78 | 2,44 | 2,03 | 2,38 |
| | Лето | 4,24 | 3,53 | 4,13 | 1,14 | 0,95 | 1,11 |
| Бурун | Зима | 16,3 | 13,58 | 15,89 | 5,6 | 4,67 | 5,46 |
| | Лето | 9,37 | 7,81 | 9,14 | 3,22 | 2,68 | 3,14 |
| Волна | Зима | 15,4 | 12,83 | 15,02 | 7 | 5,83 | 6,83 |
| | Лето | 13,43 | 11,19 | 13,09 | 5,74 | 4,78 | 5,6 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--------------|------|-------|-------|-------|------|-------|------|
| Зеленый угол | Зима | 42 | 35 | 40,95 | 16 | 13,33 | 15,6 |
| | Лето | 18,6 | 15,5 | 18,14 | 5,58 | 4,65 | 5,44 |
| Ипподром | Зима | 4,96 | 4,13 | 4,84 | 1,31 | 1,09 | 1,28 |
| | Лето | 1,8 | 1,5 | 1,76 | 0,45 | 0,38 | 0,44 |
| Промузел | Зима | 17,3 | 14,42 | 16,87 | 4,4 | 3,67 | 4,29 |
| | Лето | 12,78 | 10,65 | 12,46 | 2,96 | 2,47 | 2,89 |
| Седанка | Зима | 7,9 | 6,58 | 7,7 | 2,1 | 1,75 | 2,05 |
| | Лето | 6,27 | 5,23 | 6,11 | 1,67 | 1,39 | 1,63 |
| Спутник | Зима | 24,1 | 20,08 | 23,5 | 5,6 | 4,67 | 5,46 |
| | Лето | 8,45 | 7,04 | 8,24 | 1,96 | 1,63 | 1,91 |
| Чайка | Зима | 25,2 | 21 | 24,57 | 7,1 | 5,92 | 6,92 |
| | Лето | 9,7 | 8,08 | 9,46 | 2,73 | 2,28 | 2,66 |

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

Для обоснования необходимости реконструкции сетей Владивостокского городского округа необходимо спрогнозировать рост нагрузок, связанный с развитием электрических сетей. Прогноз выполняется с перспективой на 5 лет.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (6)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,029 [16].

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

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 5, пункта 2.1.

Далее в таблице 6 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Microsoft Excel.

Таблица 6 - Характеристики с перспективой на 5 лет

| Подстанция | Время | P_{\max} , МВт | $P_{\text{ср}}$, МВт | $P_{\text{эф}}$, МВт | Q_{\max} , Мвар | $Q_{\text{ср}}$, Мвар | $Q_{\text{эф}}$, Мвар |
|---------------|-------|---------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 2Р-котельная | Зима | 4,15 | 3,46 | 4,05 | 1,38 | 1,15 | 1,35 |
| | Лето | 0,46 | 0,38 | 0,45 | 0,16 | 0,13 | 0,16 |
| Академическая | Зима | 10,39 | 8,66 | 10,13 | 2,81 | 2,35 | 2,74 |
| | Лето | 4,89 | 4,08 | 4,77 | 1,32 | 1,10 | 1,28 |
| Бурун | Зима | 18,8 | 15,67 | 18,33 | 6,46 | 5,38 | 6,3 |
| | Лето | 10,81 | 9,01 | 10,54 | 3,71 | 3,10 | 3,62 |
| Волна | Зима | 17,77 | 14,81 | 17,32 | 8,08 | 6,73 | 7,87 |
| | Лето | 15,49 | 12,91 | 15,11 | 6,62 | 5,52 | 6,46 |
| Зеленый угол | Зима | 48,45 | 40,38 | 47,24 | 18,46 | 15,38 | 18,0 |
| | Лето | 21,46 | 17,88 | 20,92 | 6,44 | 5,36 | 6,28 |
| Ипподром | Зима | 5,72 | 4,77 | 5,58 | 1,51 | 1,26 | 1,47 |
| | Лето | 2,08 | 1,73 | 2,02 | 0,52 | 0,43 | 0,51 |
| Промузел | Зима | 19,96 | 16,63 | 19,46 | 5,08 | 4,23 | 4,95 |
| | Лето | 14,74 | 12,29 | 14,38 | 3,41 | 2,85 | 3,33 |
| Седанка | Зима | 9,11 | 7,59 | 8,89 | 2,42 | 2,02 | 2,36 |
| | Лето | 7,23 | 6,03 | 7,05 | 1,93 | 1,61 | 1,88 |
| Спутник | Зима | 27,8 | 23,17 | 27,11 | 6,46 | 5,38 | 6,3 |
| | Лето | 9,75 | 8,12 | 9,50 | 2,26 | 1,88 | 2,20 |
| Чайка | Зима | 29,07 | 24,23 | 28,35 | 8,19 | 6,83 | 7,99 |
| | Лето | 11,19 | 9,33 | 10,91 | 3,15 | 2,62 | 3,07 |

2.3 Анализ существующих режимов с учетом повышения нагрузок

Исходя из результатов прогнозирования нагрузок и текущего состава оборудования делаем вывод, что необходимо обратить внимание на ПС Академическая. Спрогнозированная максимальная нагрузка достигает 10,39 МВт, что при наличии двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА в режиме

отключения одного из трансформаторов создает нагрузку на работающий трансформатор значительно выше номинальной.

Для более точной оценки необходимых объемов реконструкции необходимо произвести расчет режимов рассматриваемого участка системы.

Режимом электроэнергетической системы называется состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. По результатам расчета определяются уровни напряжения, токовые нагрузки, потоки активной и реактивной мощности, потери мощности и т.д.

Для расчета режимов в данной выпускной квалификационной работе применяется ПВК RastrWin 3. Для определения параметров режима требуется определить параметры отдельных элементов сети.

В таблицах 7, 8 приведены данные для расчета режимов.

Таблица 7 – Параметры узлов

| Тип | Номер | Название | U_ном | P_н | Q_н | P_г | Q_г | V | Delta | Q_min | Q_max |
|------|-------|------------------------|-------|-------|------|------|-----|--------|-------|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Нагр | 111 | ПС 2Р-котельная | 110 | 4.2 | 1.38 | 0 | 0 | 116.19 | 1.58 | 0 | 0 |
| Нагр | 133 | ПС Академическая 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35.27 | -4.31 | 0 | 0 |
| Нагр | 1366 | Академ. Т2 | 6 | 4.78 | 1.3 | 0 | 0 | 6.14 | -7.51 | 0 | 0 |
| Нагр | 136 | ПС Академическая | 6 | 5.61 | 1.51 | 0 | 0 | 6.11 | -8.08 | 0 | 0 |
| Нагр | 61 | ПС Бурун 110 кВ | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 115.94 | 1.36 | 0 | 0 |
| Нагр | 63 | ПС Бурун 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35.76 | -3.66 | 0 | 0 |
| Нагр | 66 | ПС Бурун | 6 | 16.3 | 5.6 | 0 | 0 | 6.06 | -5.35 | 0 | 0 |
| Нагр | 600 | Тр-р Бурун-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 111.51 | -3.68 | 0 | 0 |
| Нагр | 32 | ПС Владивосток | 220 | 0 | 0 | 71.9 | -30 | 229.11 | 4.41 | 0 | 0 |
| Нагр | 52 | ПС Волна 220 кВ | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 229.26 | 3.34 | 0 | 0 |
| Нагр | 51 | ПС Волна 110 кВ | 110 | 15.4 | 7 | 92.9 | 45 | 116.24 | 1.61 | 0 | 0 |
| Нагр | 500 | АТ-1 Волна-0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 227.96 | 1.61 | 0 | 0 |
| Нагр | 510 | АТ-2 Волна-0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 227.95 | 1.61 | 0 | 0 |
| Нагр | 566 | ПС Волна Т-2 | 6 | 16.45 | 7.48 | 0 | 0 | 6.02 | -0.79 | 0 | 0 |
| Нагр | 56 | ПС Волна | 6 | 13.45 | 6.1 | 0 | 0 | 6.05 | -0.35 | 0 | 0 |
| Нагр | 42 | ПС Зеленый угол | 220 | 42 | 16 | 0 | 0 | 229.46 | 3.35 | 0 | 0 |
| Нагр | 126 | ПС Ипподром - 6 | 6 | 5.13 | 1.38 | 0 | 0 | 6.05 | -8.01 | 0 | 0 |
| Нагр | 123 | ПС Ипподром | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35.05 | -4.53 | 0 | 0 |
| Нагр | 71 | ПС Промузел | 110 | 19.96 | 5.08 | 0 | 0 | 114.85 | 0.43 | 0 | 0 |
| Нагр | 101 | ПС Седанка 110 кВ | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 114.77 | 0.66 | 0 | 0 |
| Нагр | 1000 | Тр-р Седанка-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 113.88 | -0.68 | 0 | 0 |
| Нагр | 106 | ПС Седанка | 6 | 9.11 | 2.42 | 0 | 0 | 6.12 | -1.47 | 0 | 0 |

Продолжение таблицы 7

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|------|------|------------------------------|-----|-------|------|-------|--------|--------|-------|-----|----|
| Нагр | 103 | ПС Седанка 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1.15 | 0 | 0 |
| Нагр | 81 | ПС Спутник | 110 | 27.8 | 6.46 | 0 | 0 | 114,62 | 0,46 | 0 | 0 |
| Нагр | 91 | ПС Чайка 110 кВ | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 114,93 | 0,77 | 0 | 0 |
| Нагр | 900 | Т1 Чайка-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 109,90 | -5,10 | 0 | 0 |
| Нагр | 910 | Т2 Чайка-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 109,90 | -5,10 | 0 | 0 |
| Нагр | 93 | ПС Чайка 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36,82 | -5,10 | 0 | 0 |
| Нагр | 96 | ПС Чайка | 6 | 29.07 | 8.19 | 0 | 0 | 6,23 | -8,70 | 0 | 0 |
| Ген | 290 | ВТЭЦ Г-1 | 10 | 0 | 0 | 59 | 31,33 | 10,50 | 6,59 | -50 | 50 |
| Ген | 291 | ВТЭЦ Г-2 | 10 | 13 | 8.6 | 25 | 39,76 | 10,50 | 4,00 | -50 | 50 |
| Нагр | 22 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 49 | 25 | 0 | 0 | 229,68 | 3,37 | 0 | 0 |
| Ген | 191 | АТЭЦ Г-1 | 10 | 10 | 8.1 | 94 | 31,95 | 10,50 | 6,79 | -50 | 50 |
| База | 190 | АТЭЦ Г-2 | 10 | 10.3 | 9.7 | 86.24 | 30,10 | 10,46 | 7,46 | -50 | 50 |
| Ген | 1912 | АТЭЦ Г-3 | 10 | 9.5 | 7.9 | 91 | -26.04 | 10,50 | 5,23 | -50 | 50 |
| Ген | 192 | АТЭЦ Г-4 | 10 | 8 | 8.9 | 89 | -25.06 | 10,50 | 5,20 | -50 | 50 |
| Нагр | 11 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 296 | -73 | 0 | 0 | 117,35 | 1,02 | 0 | 0 |
| Нагр | 12 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 232,24 | 3,31 | 0 | 0 |
| Нагр | 1200 | АТ АТЭЦ-0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 234,86 | 1,03 | 0 | 0 |
| Нагр | 912 | Отпайка к ПС Седанка | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -2,51 | 0 | 0 |

Таблица 8 – Параметры ветвей

| Тип | N _{нач} | N _{кон} | Название | R | X | B | Кт/г | P _{нач} | Q _{нач} |
|-----|------------------|------------------|---|------|-------|---------|------|------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ЛЭП | 32 | 42 | ПС Владивосток - ПС Зеленый угол | 7.01 | 27.84 | -171.34 | 0 | -32.54 | 16.05 |
| ЛЭП | 32 | 52 | ПС Владивосток - ПС Волна 220 кВ | 5.79 | 23.01 | -141.59 | 0 | -39.33 | 13.94 |
| ЛЭП | 22 | 42 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол | 0.34 | 1.21 | -271.7 | 0 | -25.17 | -47.99 |
| ЛЭП | 12 | 22 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 6.85 | 29.99 | -184.54 | 0 | -3.48 | -6.06 |
| ЛЭП | 42 | 52 | ПС Зеленый угол - ПС Волна 220 кВ | 1.12 | 1.62 | -30.12 | 0 | -15.59 | -40.15 |
| ЛЭП | 51 | 111 | ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р-котельная | 0.07 | 0.22 | -1.5 | 0 | -36.60 | -16.45 |
| ЛЭП | 111 | 61 | ПС 2Р-котельная - ПС Бурун 110 кВ | 0.14 | 1.6 | -11.5 | 0 | -32.46 | -15.09 |
| ЛЭП | 51 | 91 | ПС Волна 110 кВ - ПС Чайка 110 кВ | 1.59 | 3.39 | -23.19 | 0 | -65.62 | -18.32 |
| ЛЭП | 91 | 101 | ПС Чайка 110 кВ - ПС Седанка 110 кВ | 0.94 | 3.16 | -21.92 | 0 | -9.17 | -2.78 |
| ЛЭП | 91 | 81 | ПС Чайка 110 кВ - ПС Спутник | 1.63 | 2.63 | -16.27 | 0 | -26.48 | -1.29 |

Продолжение таблицы 8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|------|------|---|------|-------|---------|-------|--------|--------|
| ЛЭП | 81 | 71 | ПС Спутник - ПС Промузел | 1.62 | 2.56 | -16.31 | 0 | 1.39 | 5.09 |
| ЛЭП | 11 | 71 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел | 6.76 | 10.28 | -61.79 | 0 | -21.61 | -9.50 |
| ЛЭП | 63 | 133 | ПС Бурун 35 кВ - ПС Академическая 35 кВ | 0.69 | 1.15 | 0 | 0 | -15.83 | -5.65 |
| ЛЭП | 133 | 123 | ПС Академическая 35 кВ - ПС Ипподром | 1.08 | 1.28 | 0 | 0 | -5.21 | -1.77 |
| ЛЭП | 93 | 912 | ПС Чайка 35 кВ - Отпайка к ПС Седанка | 0.88 | 1.24 | -534.27 | 0 | 0 | 0 |
| ЛЭП | 912 | 123 | Отпайка к ПС Седанка - ПС Ипподром | 0.41 | 0.56 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ЛЭП | 912 | 103 | Отпайка к ПС Седанка - ПС Седанка 35 кВ | 0.01 | 0.01 | -12.87 | 0 | 0 | 0 |
| Тр-р | 133 | 136 | ПС Академическая 35 кВ - ПС Академическая | 1.4 | 14.6 | 46.29 | 0.174 | -5.65 | -1.97 |
| Тр-р | 133 | 1366 | ПС Академическая 35 кВ - Академ. Т2 | 1.4 | 14.6 | 46.29 | 0.174 | -4.81 | -1.65 |
| Тр-р | 61 | 600 | ПС Бурун 110 кВ - Тр-р Бурун-0 | 0.8 | 35.5 | 18.2 | 1 | -32.44 | -15.17 |
| Тр-р | 600 | 63 | Тр-р Бурун-0 - ПС Бурун 35 кВ | 0.8 | 0 | 0 | 0.318 | -15.84 | -5.65 |
| Тр-р | 600 | 66 | Тр-р Бурун-0 - ПС Бурун | 0.8 | 22.3 | 0 | 0.054 | -16,30 | -6.12 |
| Тр-р | 52 | 500 | ПС Волна 220 кВ - АТ-1 Волна-0 | 0.55 | 59.2 | 11.81 | 1 | -27.37 | -17.60 |
| Тр-р | 500 | 51 | АТ-1 Волна-0 - ПС Волна 110 кВ | 0.48 | 0 | 0 | 0.51 | -13.80 | -9.20 |
| Тр-р | 500 | 56 | АТ-1 Волна-0 - ПС Волна | 3.2 | 131 | 0 | 0.027 | -13.45 | -6.64 |
| Тр-р | 52 | 510 | ПС Волна 220 кВ - АТ-2 Волна-0 | 0.55 | 59.2 | 11.8 | 1 | -27.36 | -17.62 |
| Тр-р | 510 | 51 | АТ-2 Волна-0 - ПС Волна 110 кВ | 0.48 | 0 | 0 | 0.51 | -10.78 | -7.57 |
| Тр-р | 510 | 566 | АТ-2 Волна-0 - ПС Волна Т-2 | 3.2 | 131 | 0 | 0.027 | -16.45 | -8.30 |
| Тр-р | 101 | 106 | ПС Седанка 110 кВ - ПС Седанка | 4.38 | 86.7 | 8.47 | 0.054 | -5.67 | -1.80 |
| Тр-р | 101 | 1000 | ПС Седанка 110 кВ - Тр-р Седанка-0 | 2.6 | 88.9 | 12.1 | 1 | -3.49 | -1.25 |
| Тр-р | 1000 | 103 | Тр-р Седанка-0 - ПС Седанка 35 кВ | 2.6 | 0 | 0 | 0.335 | 0 | 0 |
| Тр-р | 1000 | 106 | Тр-р Седанка-0 - ПС Седанка | 2.6 | 52 | 0 | 0.054 | -3.46 | -1.00 |
| Тр-р | 91 | 900 | ПС Чайка 110 кВ - Т1 Чайка-0 | 2.6 | 88.9 | 12.1 | 1 | -14.78 | -6.81 |
| Тр-р | 900 | 93 | Т1 Чайка-0 - ПС Чайка 35 кВ | 2.6 | 0 | 0 | 0.335 | 0.02 | -0.03 |
| Тр-р | 900 | 96 | Т1 Чайка-0 - ПС Чайка | 2.6 | 52 | 0 | 0.058 | -14.48 | -5.05 |
| Тр-р | 91 | 910 | ПС Чайка 110 кВ - Т2 Чайка-0 | 2.6 | 88.9 | 12.1 | 1 | -14.78 | -6.81 |

Продолжение таблицы 8

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|------|------|---|------|------|-------|-------|---------|--------|
| Тр-р | 910 | 93 | Т2 Чайка-0 - ПС Чайка 35 кВ | 2.6 | 0 | 0 | 0.335 | 0.02 | -0.03 |
| Тр-р | 910 | 96 | Т2 Чайка-0 - ПС Чайка | 2.6 | 52 | 0 | 0.058 | -14.48 | -5.05 |
| Тр-р | 22 | 290 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ Г-1 | 1.4 | 51.5 | 10.67 | 0.043 | 58.76 | 26.88 |
| Тр-р | 22 | 291 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ Г-2 | 1.4 | 51.5 | 10.67 | 0.043 | 11.84 | 29.60 |
| Тр-р | 12 | 190 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г-2 | 1.4 | 51.5 | 10.7 | 0.043 | 75.66 | 14.41 |
| Тр-р | 1200 | 191 | АТ АТЭЦ-0 - АТЭЦ Г-1 | 1.6 | 65.5 | 0 | 0.043 | 83.78 | 15.48 |
| Тр-р | 12 | 1200 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - АТ АТЭЦ-0 | 0.28 | 29.6 | 23.62 | 1 | -72.30 | -8.38 |
| Тр-р | 1200 | 11 | АТ АТЭЦ-0 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 0.24 | 0 | 0 | 0.5 | -155.80 | -20.78 |
| Тр-р | 11 | 192 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г-4 | 0.37 | 12.3 | 46.92 | 0.091 | 80.66 | -41.75 |
| Тр-р | 11 | 1912 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г-3 | 0.37 | 12.3 | 46.92 | 0.091 | 81.16 | -41.81 |
| Тр-р | 123 | 126 | ПС Ипподром - ПС Ипподром - 6 | 2.5 | 14.8 | 8.3 | 0.176 | -5.18 | -1.74 |
| Выкл | 1366 | 136 | Академ. Т2 - ПС Академическая | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

В таблицах 9, 10 приведены рассчитанные параметры максимального режима. Данный режим схож с нормальным, так как все необходимое оборудование находится в работе, но нагрузки являются максимальными.

Таблица 9 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 90 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 107 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/HDPE 630mm, АСК-300 | 120 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 60 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 61 | 680 | 877 |

Продолжение таблицы 9

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 199 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-120, М-70, АС-300, АС-240 | 330 | 337 | 435 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 49 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 129 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 46 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 131 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 272 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 90 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | - | 422 | 422 |

Таблица 10 – Расчетные значения напряжений в узлах при нормальном режиме

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|-------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 116,19 | 5,63 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 115,94 | 5,40 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 35,76 | 2,17 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,06 | 1 |
| ПС Владивосток | 220 | 229,11 | 4,14 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 229,26 | 4,21 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 116,24 | 5,68 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,05 | 0,83 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 229,46 | 4,3 |
| ПС Промузел | 110 | 114,62 | 4,2 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 114,77 | 4,34 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 36,82 | 5,2 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 6,12 | 2 |
| ПС Спутник | 110 | 114,62 | 4,2 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 114,93 | 4,48 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 36,82 | 5,19 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|------|
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 6,23 | 3,83 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,27 | 0,77 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,14 | 2,33 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,05 | 0,14 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,05 | 0,83 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 229,68 | 4,4 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 117,35 | 6,68 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 232,24 | 5,56 |

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Наиболее загружена ВЛ 110 кВ Волна – Чайка, коэффициент загрузки равен 0,76. На рисунке 4 представлена графическая схема максимального режима.

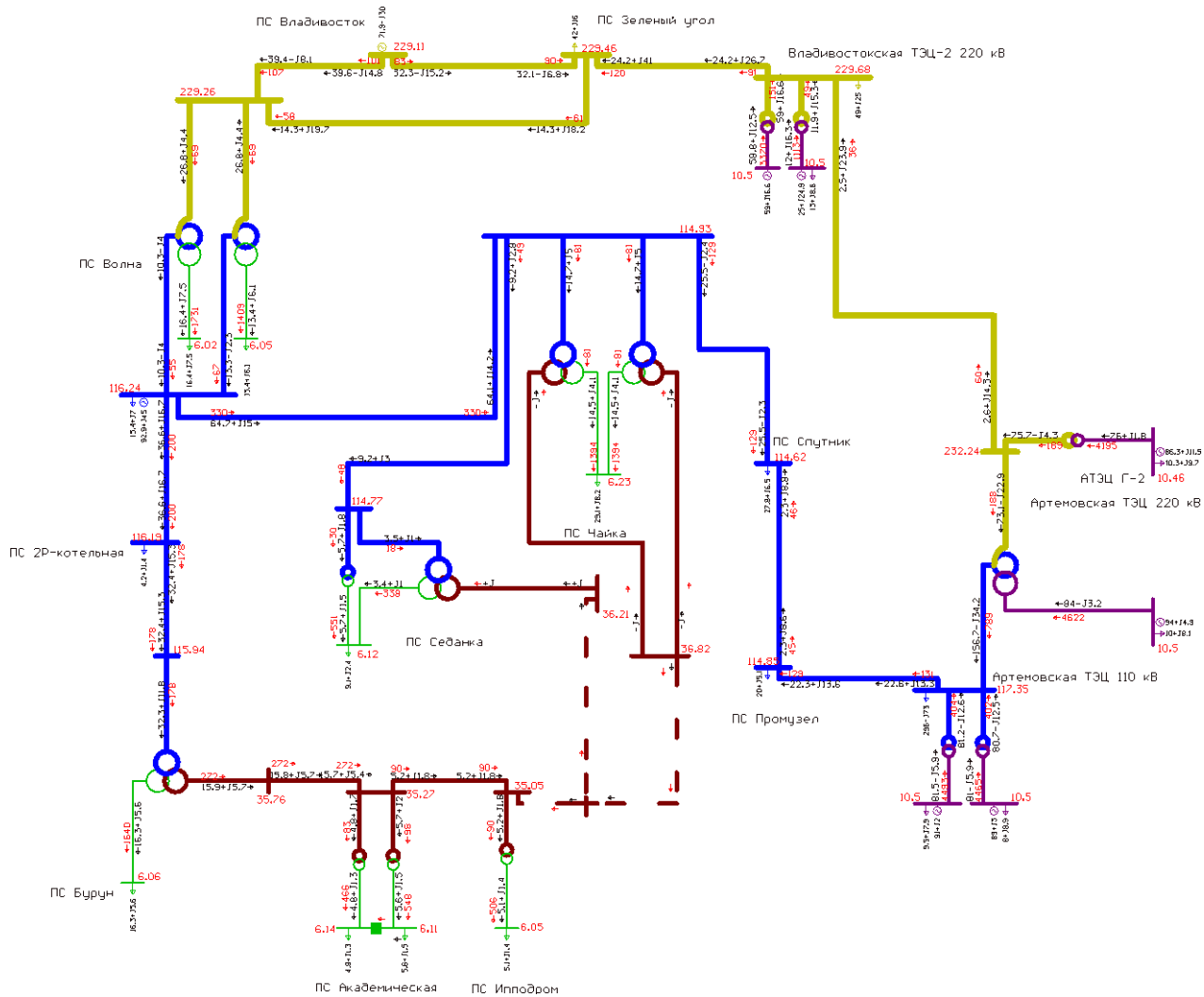


Рисунок 4 – Графическая схема максимального режима

Для оценки объемов работ по реконструкции необходимо также произвести расчет аварийных режимов.

Первым таким режимом будет отключение одного из трансформаторов на ПС Академическая, это необходимо для точного определения коэффициента перегрузки трансформатора, а также допустимой продолжительности работы в данном режиме.

На рисунке 5 представлена графическая схема данного режима.

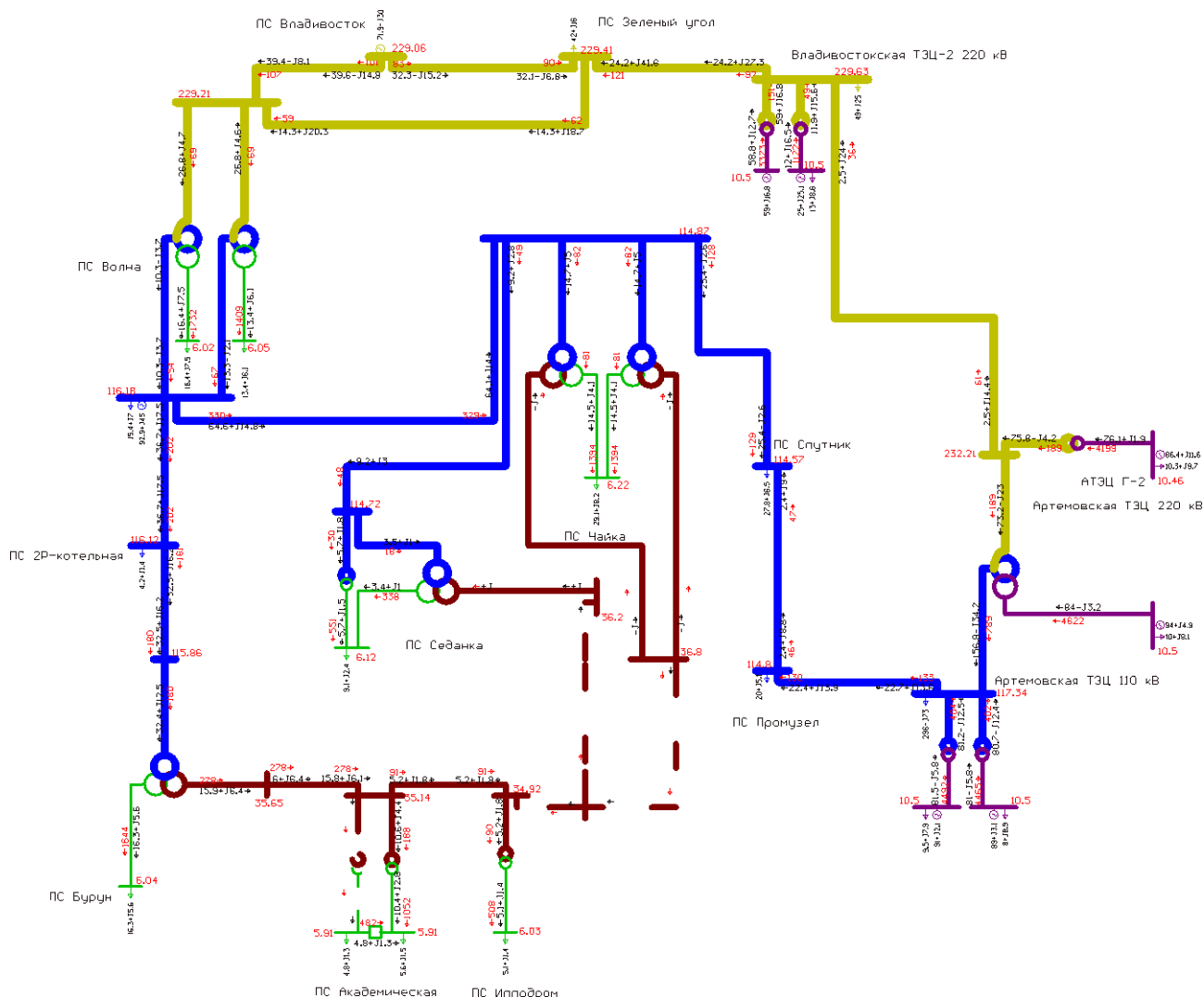


Рисунок 5 – Графическая схема режима отключения трансформатора на ПС Академическая

В данном режиме токовая нагрузка на работающем трансформаторе равна 1052 А при допустимом токе 578 А. Коэффициент аварийной перегрузки в таком случае равен 1,82.

Для трансформаторов мощностью до 16 МВА включительно с системой охлаждения Д и индексом технического состояния, превышающего значение «50» и не превышающего значение «70» не допустим коэффициент перегрузки выше 1,8 из чего делается вывод, что для исключения недопустимой перегрузки целесообразно повышение мощности трансформаторов. [15]

Далее производится расчет аварийных режимов в которых будут отключаться те или иные ЛЭП.

1. Режим отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка.

Таблица 11 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 92 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 102 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/HDPE 630mm, АСК-300 | 103 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 153 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 99 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 244 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-120, М-70, АС-300, АС-240 | - | 337 | 435 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 11 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 178 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 323 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 428 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 417 | 375 | 484 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|--|-----|-----|-----|
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 238 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | 149 | 422 | 422 |

Таблица 12 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|------------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 118,56 | 7,78 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 118,26 | 7,51 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 36,25 | 3,57 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,15 | 2,5 |
| ПС Владивосток | 220 | 231,91 | 5,41 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 232,20 | 5,55 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 118,63 | 7,84 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,18 | 3 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 232,06 | 5,48 |
| ПС Промузел | 110 | 112,16 | 1,96 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 109,89 | -0,1 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 34,89 | -0,3 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 5,87 | -2,17 |
| ПС Спутник | 110 | 110,78 | 0,71 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 109,95 | -0,04 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 34,99 | -0,03 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 5,9 | -1,67 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,55 | 1,57 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,19 | 3,17 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,02 | 0,06 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,05 | 0,83 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 232,12 | 5,51 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 119,58 | 8,71 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 234,13 | 6,42 |

Учитываем, что режим максимальных нагрузок характерен для зимнего периода, следовательно, значения допустимых токов берутся для температуры минус 5 °С.

По данным расчета видно, что токовые нагрузки линий не превышают допустимых, однако в данном режиме токовая нагрузка ВЛ Артемовская ТЭЦ – Промузел составляет 0,98 от длительно допустимой. Также в данном режиме отклонение значений напряжения не превышает 10%, но на некоторых ПС напряжение ниже номинального, что может быть исправлено с помощью средств регулирования напряжения, таких как РПН.

Графическая схема данного режима представлена на рисунке 6.

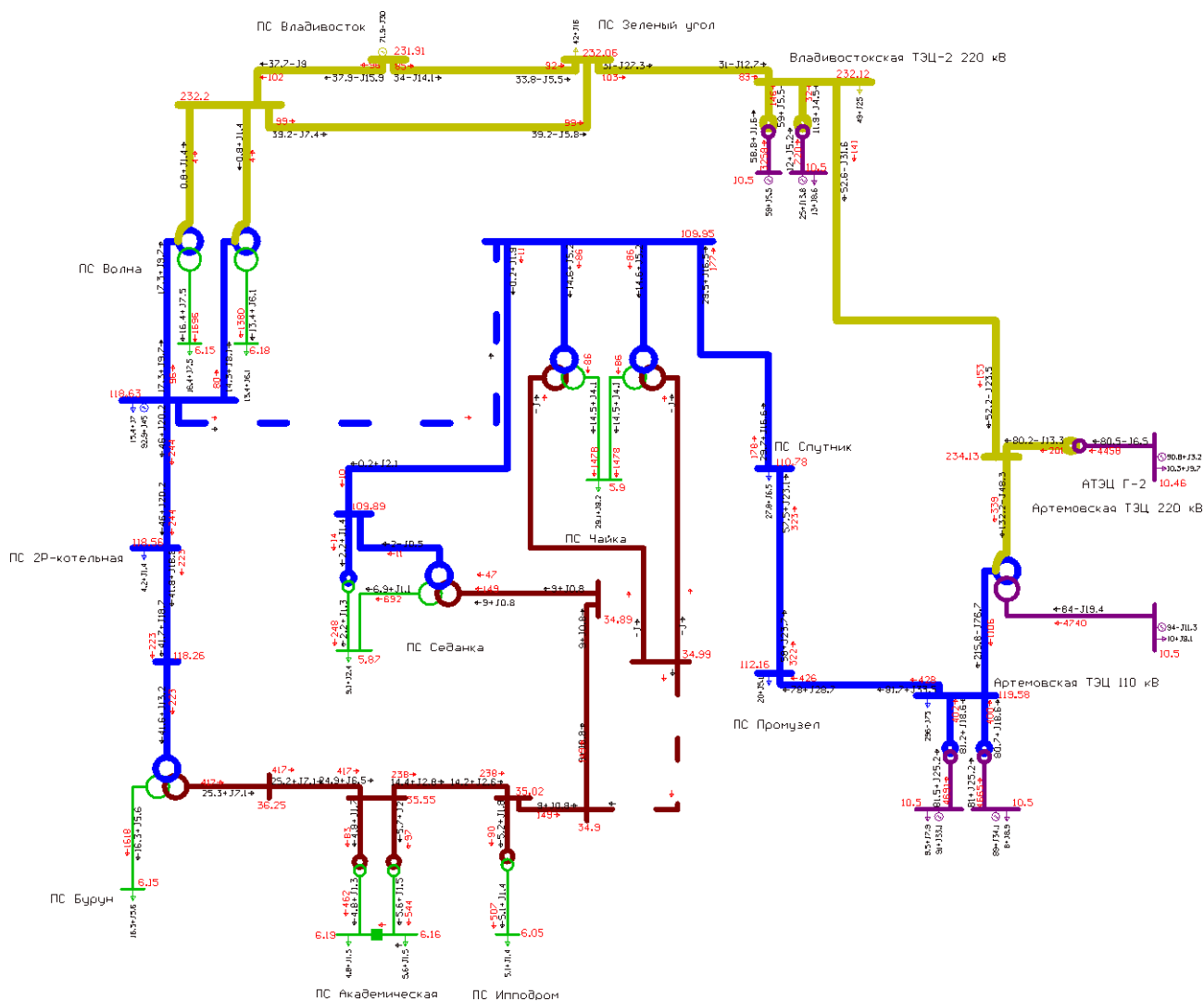


Рисунок 6 – Графическая схема режима отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка

2. Режим отключения ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая.

Расчет данного режима производится для оценки токовой нагрузки КВЛ Чайка – Ипподром в послеаварийном режиме.

Таблица 13 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 35 кВ Бурун - Академическая

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|--|---|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 89 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 106 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 95 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 80 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 40 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 109 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-120, М-70, АС-300, АС-240 | 388 | 337 | 435 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 129 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 122 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 87 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 165 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | - | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 179 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240 | 255 | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1x240 | 267 | 422 | 422 |

Таблица 14 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 35 кВ Бурун - Академическая

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|------------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 117,88 | 7,17 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 117,77 | 7,06 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 37,13 | 6,10 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,29 | 4,83 |
| ПС Владивосток | 220 | 231,21 | 5,10 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 231,38 | 5,17 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 117,91 | 7,19 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,14 | 2,33 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 231,51 | 5,23 |
| ПС Промузел | 110 | 116,81 | 6,19 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 116,13 | 5,57 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 36,4 | 4 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 6,18 | 3 |
| ПС Спутник | 110 | 116,37 | 5,79 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 116,45 | 5,86 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 36,58 | 4,51 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 6,18 | 3 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,68 | 1,94 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,21 | 3,5 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 36,13 | 3,23 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,25 | 4,17 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 231,67 | 5,31 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 120,16 | 9,24 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 235,1 | 6,89 |

В данном режиме значения напряжений в узлах сети остаются в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также не превышают длительно допустимых. Коэффициент нагрузки наиболее загруженной ВЛ 110 кВ Волна – Чайка равен 0,89.

Графическая схема данного режима приведена на рисунке 7.

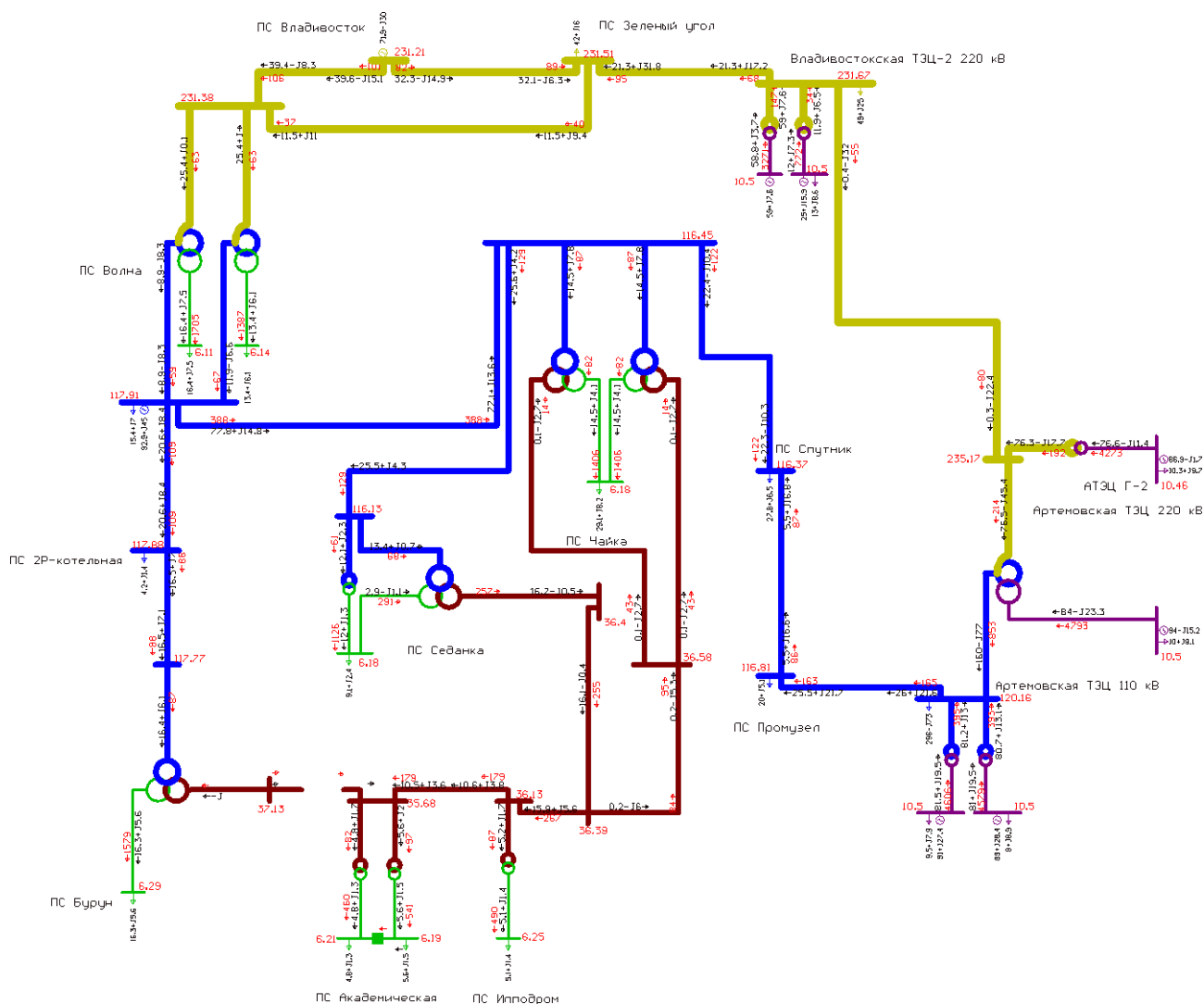


Рисунок 7 – Графическая схема режима отключения ВЛ 35 кВ Бурун - Академическая

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

Расчет данного режима производится для оценки токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Волна – Чайка в послеаварийном режиме.

Таблица 15 – Токые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Промузел

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токые нагрузки ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|---------------|-----------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 90 | 660 | 810 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 108 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 193 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 99 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 133 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 204 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-120, М-70, АС-300, АС-240 | 471 | 337 | 435 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 50 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 256 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 107 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | - | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 271 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 90 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1x240 | - | 422 | 422 |

Таблица 16 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|-----------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 114,06 | 3,69 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 113,8 | 3,45 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 35,8 | 2,29 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,04 | 0,67 |
| ПС Владивосток | 220 | 227,33 | 3,33 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|------|
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 227,38 | 3,35 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 114,11 | 3,74 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,16 | 2,67 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 227,82 | 3,55 |
| ПС Промузел | 110 | 110,61 | 0,55 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 111,83 | 1,66 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 35,02 | 0,05 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 6 | 0 |
| ПС Спутник | 110 | 111,02 | 0,93 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 111,99 | 0,9 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 35,75 | 2,14 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 6,04 | 0,67 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,31 | 0,89 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,14 | 2,33 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,09 | 0,20 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,06 | 1 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 228,17 | 3,71 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 117,68 | 6,98 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 232,19 | 5,54 |

В данном режиме наблюдается перегрузка ВЛ 110 кВ Волна – Чайка, коэффициент нагрузки равен 1,083. Значения напряжений не выходят за допустимые пределы.

Графическая схема режима приведена на рисунке 8.

По итогам расчета текущего режима с учетом повышения нагрузок можно сделать вывод, что обязательным условием реконструкции участка сети между ПС Бурун и ПС Чайка является повышение мощности трансформаторов на ПС Академическая, в то же время в аварийных режимах токовые нагрузки ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая близки к максимально допустимым и при дальнейшем повышении мощности нагрузок на ПС Академическая и ПС Ипподром возможна перегрузка линии. В целом реконструкция ЛЭП на протяжении участка Бурун – Чайка в данный момент не требуется. Также наблюдается высокая нагрузка на ВЛ 110 кВ Волна – Чайка, в том числе и в нормальном режиме. В послеаварийных режимах данная линия может быть перегружена, следовательно, требуется реконструкция данной ВЛ с целью повышения допустимых токовых нагрузок.

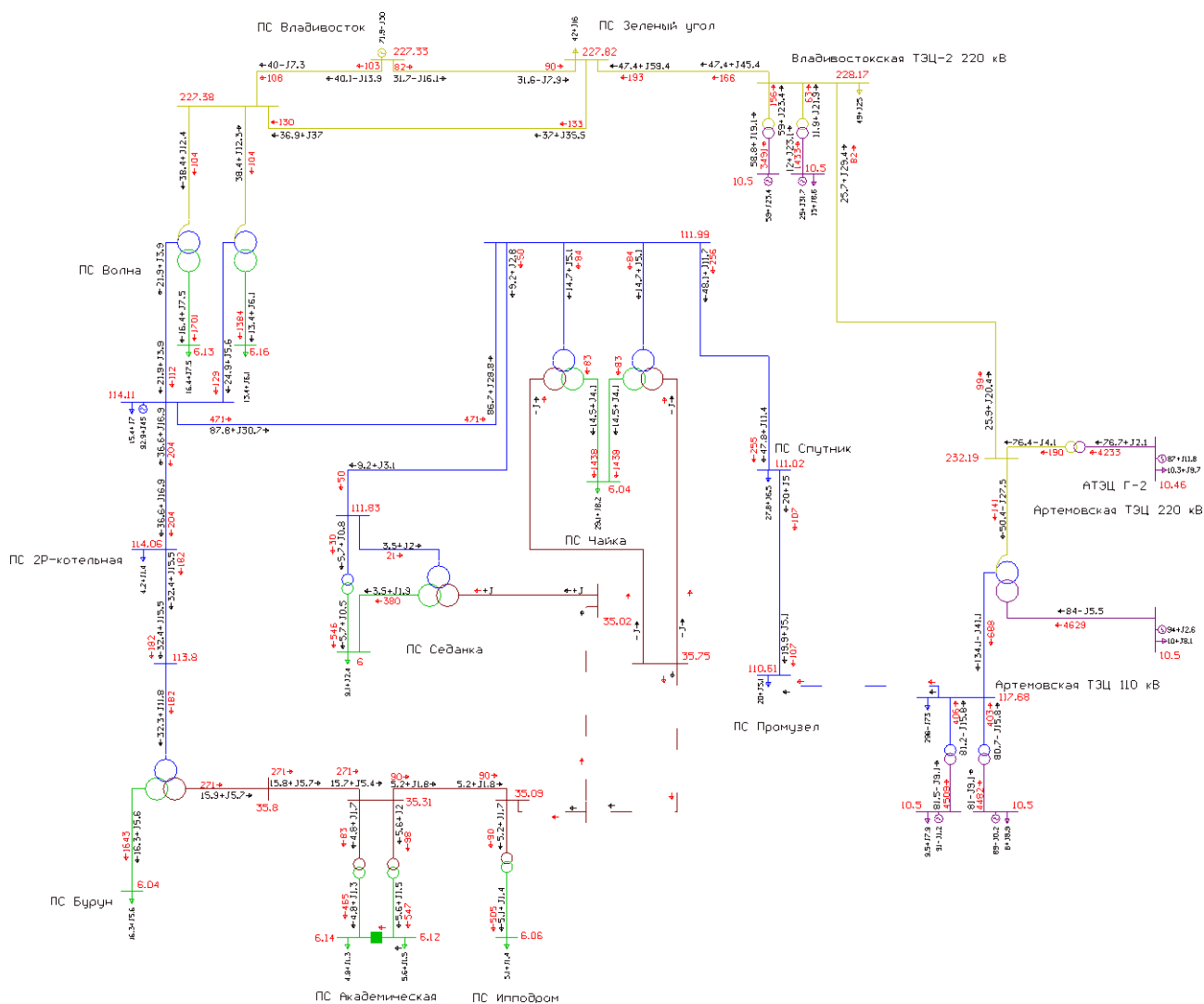


Рисунок 8 – Графическая схема режима отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Промузел

Также в послеаварийных режимах наблюдается высокая токовая нагрузка на ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел. Однако единовременная реконструкция большого количества объектов крайне затратна и сложна в реализации, следовательно, в данной работе реконструкция указанной ЛЭП не рассматривается.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1 Возможные варианты реконструкции сети

По данным, собранным в п.2.3 можно сделать вывод, что при реконструкции сети Владивостокского городского округа в первую очередь необходимо повысить мощность трансформаторов на ПС Академическая, а также произвести замену провода ВЛ 110 кВ Волна - Чайка.

Также в ходе прохождения преддипломной практики в АО «ДРСК» стало известно, что между подстанциями Ипподром и Седанка проложена кабельная линия, в настоящее время не включенная в сеть, также на ПС Ипподром установлен трехобмоточный трансформатор с номинальным напряжением на ВН равным 110 кВ.

С учетом этих данных предложены следующие варианты реконструкции сетей Владивостокского городского округа:

Вариант 1: Повышение трансформаторной мощности на ПС Академическая для недопущения критических перегрузок в режиме отключения одного трансформатора. Помимо этого, для повышения надежности электропитания потребителей производится реконструкция РУ ВН на ПС Академическая. Также в данном варианте на ВЛ 110 кВ Волна – Чайка производится замена проводов марки М-70 и АС-120 на провода с большим сечением для повышения пропускной способности линии. Данный вариант является наиболее дешевым из возможных.

Вариант 2: Повышение трансформаторной мощности на ПС Академическая с реконструкцией РУ ВН, замена проводов на ВЛ 110 кВ Волна – Чайка, а также перевод ПС Ипподром на класс напряжения 110 кВ, используя проложенную на данный момент времени КЛ. С точки зрения капиталовложений данный вариант, очевидно, менее выгоден, т.к. в нем требуется установка выключателя с номинальным напряжением 110 кВ на ПС Ипподром, а также двух дополнительных выключателей в существующее ОРУ 35 кВ. Установка

данных выключателей производится для защиты оборудования при необходимости включения КВЛ Чайка – Ипподром. В целом же данный вариант направлен на дальнейшее развитие сетей рассматриваемого района с перспективой на возможный перевод ЛЭП Бурун – Седанка на класс напряжения 110 кВ. Для выбора окончательного варианта реконструкции требуется произвести технико-экономическое сравнение, а также расчет режимов.

Оба варианта реконструкции приведены в графической части, на листе №2.

3.2 Выбор элементов схемы сети при ее развитии

3.2.1 Выбор типов схем РУ подстанций

С учетом требований по надежности, числа подходящих к подстанции линий и класса номинального напряжения производим выбор схемы РУ ВН. Данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Тип РУ ВН

| Наименование ПС | Вариант подключения | Класс номинального напряжения, кВ | Тип РУ ВН | Количество выключателей |
|--------------------|------------------------|---|--|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Академическая | Вариант 1 | 35 | Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№ 5Н) | 3 |
| | Вариант 2 | 35 | | 3 |
| Ипподром | Вариант 2 | 110 | Блок (линия – трансформатор) с выключателем (№ 3Н) | 1 |

3.2.2 Выбор сечений проводников.

Требуется произвести выбор провода для монтажа на ВЛ 110 кВ Волна – Чайка.

При выборе сечения проводников для проектируемой сети учитывается: пропускная способность сечения по нагреву в послеаварийных режимах, технико-экономические показатели. Для ВЛ также учитывается механическая прочность и условия образования короны.

Расчетное значение тока находим по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (7)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 кВ данный коэффициент принимаем равным 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, данный коэффициент принимаем равным 1;

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

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}} \quad (8)$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети;

n – количество цепей.

Максимальные потоки мощности для ВЛ 110 кВ Волна – Чайка принимаем равными согласно расчету режимов, проведенному в п.2.3.

Максимальный ток, текущий по линии Волна – Чайка, кА:

$$I_{\max.B-Ч} = \frac{\sqrt{67,4^2 + 15^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,362 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,362 = 0,381 \text{ кА.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей ВЛ выбираем провод АС-240/32. Допустимая токовая нагрузка – 605 А при 25 °С. По расчетам

выполненным в п.2.3. ток в послеаварийном режиме в данной линии достигал 471 А, следовательно данный провод выдерживает предполагаемую нагрузку и подходит для монтажа.

3.2.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по линиям электропередач не выгодна в экономическом плане, так как это приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого устанавливаются источники реактивной мощности вблизи потребителя.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств для ПС Академическая:

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{эк}} ; \quad (9)$$

$$Q_{\text{эк}} = 10,4 \cdot 0,4 = 4,16 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{КВи}} = Q_{\text{maxi}} - Q_{\text{эки}} ; \quad (10)$$

$$Q_{\text{КВ}} = 2,8 - 4,16 = -1,36 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент $\text{tg}(\varphi)$ принимается равным 0,4.

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

3.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

В обычных условиях эксплуатации мощность трансформатора должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, которые подключены к данной подстанции. Помимо этого, необходимо учитывать категорию потребителей, обеспечиваемую электроэнергией и в случае аварии на одном из установленных на подстанции.

Расчет мощности необходим для выбора трансформатора из каталога, МВА и производится по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (11)$$

где P_{cp} – значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки, для двухтрансформаторных подстанций принимается равным 0,7.

Значения средней активной мощности и реактивной мощности приведены в таблице 6, п 2.2. Подставив их в формулу (11) определяем расчетную мощность трансформаторов на подстанции «Академическая»:

$$S_p = \frac{\sqrt{8,66^2 + 2,35^2}}{2 \cdot 0,7} = 6,41 \text{ МВА.}$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора, следовательно, для установки на подстанции Академическая выбираем два трансформатора ТДН-10000/35. Проверяем по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы выбранный трансформатор:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (12)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

Значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{8,66^2 + 2,35^2}}{2 \cdot 10} = 0,449.$$

В данном случае коэффициент загрузки трансформаторов ниже указанных пределов, но установка трансформаторов мощностью 10 МВА является необходимой для исключения недопустимых перегрузок в режиме отключения одного трансформатора на ПС Академическая.

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А.} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4. \quad (13)$$

$$K_3^{П.А.} = \frac{\sqrt{8,66^2 + 2,35^2}}{(2-1) \cdot 10} = 0,898 \leq 1,4.$$

Коэффициент аварийной перегрузки находится в допустимых пределах.

Таким образом к установке принимаются два трансформатора ТДН-10000/35.

3.3 Технико-экономический расчет

Данный расчет выполняется для определения наиболее выгодного с экономической точки зрения варианта реконструкции.

3.3.1 Расчет капиталовложений

При выполнении расчетов считаем, что существует необходимость замены оборудования на ПС 35 кВ Академическая, что учитывается в капиталовложениях на демонтаж оборудования, также требуется демонтаж проводов, подлежащих замене.

Расчет выполняется по следующей формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{ЗОН}, \quad (14)$$

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

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61;

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5 [24].

Затраты на демонтаж ВЛ в данном случае рассчитывается по формуле:

$$K_{демЛЭП} = K_{демПр110} \cdot l_{ЛЭП}, \quad (15)$$

где $K_{демПр110}$ - стоимость демонтажа проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм², принимается равной 6,36 тыс. руб. за 1 км линии.

$l_{ЛЭП}$ - длина линии на которой производится демонтаж проводов.

Таким образом затраты на демонтаж ВЛ равны:

$$K_{демЛЭП} = 6,36 \cdot 3,95 = 25,122 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж оборудования ПС считается по следующей формуле:

$$K_{демПС} = K_{демТр} + K_{демВыкл}, \quad (16)$$

где $K_{демТр}$ – стоимость демонтажа трансформаторов, принимаем равной 9,4 тыс. руб.;

$K_{демВыкл}$ – стоимость демонтажа выключателей, принимаем равной 1,4 тыс. руб.

На ПС Академическая демонтируется два трансформатора и два выключателя, таким образом стоимость демонтажа оборудования на ПС равна:

$$K_{демПС} = 2 \cdot 9,4 + 2 \cdot 1,4 = 21,6 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговые капиталовложения на демонтаж:

$$K_{дем} = (25,1 + 21,6) \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 322,9 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на демонтаж старого оборудования, сооружение подстанций и линий электропередачи, тыс. руб.:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (17)$$

Капиталовложения на сооружение подстанций состоят из капиталовложений необходимых для покупки трансформаторов, устройств для компенсации реактивной мощности, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат которые включают затраты на подвод коммуникаций, благоустройство территории, покупку земли, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (18)$$

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

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

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

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

$K_{ОТ.З.}$ – затраты на отвод земли.

Капиталовложения на строительство КЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (19)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина КЛ.

3.3.2 Расчет потерь электроэнергии

Необходимо рассчитать потери электрической энергии в элементах сети, в данном случае это будут потери в трансформаторах ($\Delta W_{ТР}$) и потери в линиях электропередачи ($\Delta W_{ЛЭП}$). Расчет производится по эффективной мощности:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (20)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л, \quad (21)$$

где $T_3, T_Л$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

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

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

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

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{n \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{n \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_Л + n \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_Г, \quad (22)$$

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

$Q_{ЭФ}^3, Q_{ЭФ}^Л$ – эффективные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора;

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

$T_Г$ – годовое количество часов, равное 8760 часов.

3.3.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационными издержками называется сумма денежных средств, реализуемая на обеспечение работоспособности объектов энергетики. Они включают в себя:

- ежегодные амортизационные отчисления (I_{AM});
- издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования ($I_{ЭР}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{ΔW}$).

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (23)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

В то же время амортизационные отчисления могут не учитываться, так как в условиях рыночных отношений в экономике источником финансирования капитальных вложений могут быть любые поступления: кредиты банков, накопленная прибыль и т.д.

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

$$I_{ЭР} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (24)$$

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

$\alpha_{Н.ПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,049. [24]

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (25)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 3,8 руб/кВт·ч.

3.3.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД

Приведенные дисконтированные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (26)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

I_{Σ} – суммарные издержки.

Полный технико-экономический расчет приведен в приложении Б. Результаты расчета приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Техничко-экономические показатели для двух вариантов сети

| Показатель | Вариант №1 | Вариант №2 |
|---|--------------------|--------------------|
| Капиталовложения, тыс. руб. | $1,106 \cdot 10^5$ | $1,728 \cdot 10^5$ |
| Издержки (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб. | $1,225 \cdot 10^4$ | $1,495 \cdot 10^4$ |
| Издержки, тыс. руб. | $6,72 \cdot 10^3$ | $6,308 \cdot 10^3$ |
| Приведенные затраты (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб. | $2,331 \cdot 10^4$ | $3,223 \cdot 10^4$ |
| Приведенные затраты, тыс. руб. | $1,778 \cdot 10^4$ | $2,359 \cdot 10^4$ |

Исходя из технико-экономического расчета делаем вывод, что вариант №2 оказывается дороже по всем показателям, однако если не учитывать амортизационные отчисления в варианте №2 наблюдается меньший объем издержек.

В данном случае это вызвано снижением потерь электроэнергии при ее передаче по ЛЭП с более высоким номинальным напряжением. Например, при передаче 10 МВт мощности по КЛ 35 кВ суммарные годовые потери равны 238,24 МВт·ч, в тоже время потери в КЛ 110 кВ составляют всего 13,78 МВт·ч. Таким образом для более корректного сравнения также выполним расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

Чистым дисконтированным доходом называют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами, учитывающее неодинаковость эффектов, относящихся к различным моментам времени [24].

Для расчета распределяем капиталовложения на первые 2 года. Средние капиталовложения за год рассчитываются по формуле:

$$K_{год} = \frac{K}{T_{строит}}, \quad (27)$$

где K – капиталовложения в реконструкцию сети, руб.;

$T_{строит}$ – время строительства, год.

После реконструкции сети и ввода оборудования в эксплуатацию начинает поступать доход. Также учитываются издержки. Доход определяется как:

$$D = \mathcal{E}_{получ} \cdot T_{эл}, \quad (28)$$

где $\mathcal{E}_{получ}$ – электроэнергия, полученная потребителем, кВт·ч;

$T_{эл}$ – тариф на электроэнергию, для Владивостока принимаем равным одноставочному тарифу - 3,04 руб/кВт·ч

$$\mathcal{E}_{получ} = P_{max} \cdot T_{max} + P_{min} \cdot T_{min}, \quad (29)$$

где P_{max} – мощность, полученная в период максимума нагрузок, кВт;

P_{min} – мощность, полученная в период минимума нагрузок, кВт;

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

T_{min} – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

Годовые издержки находятся по формуле:

$$I_{год} = \frac{I}{T_9}, \quad (30)$$

где T_9 – срок эксплуатации оборудования, принимается равным 20 годам;

I – общие издержки.

ЧДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} \quad (31)$$

где E – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1.

Подробный расчет экономических показателей приведен в приложении А.

На рисунках 9, 10 представлены график ЧДД для варианта реконструкции №1.

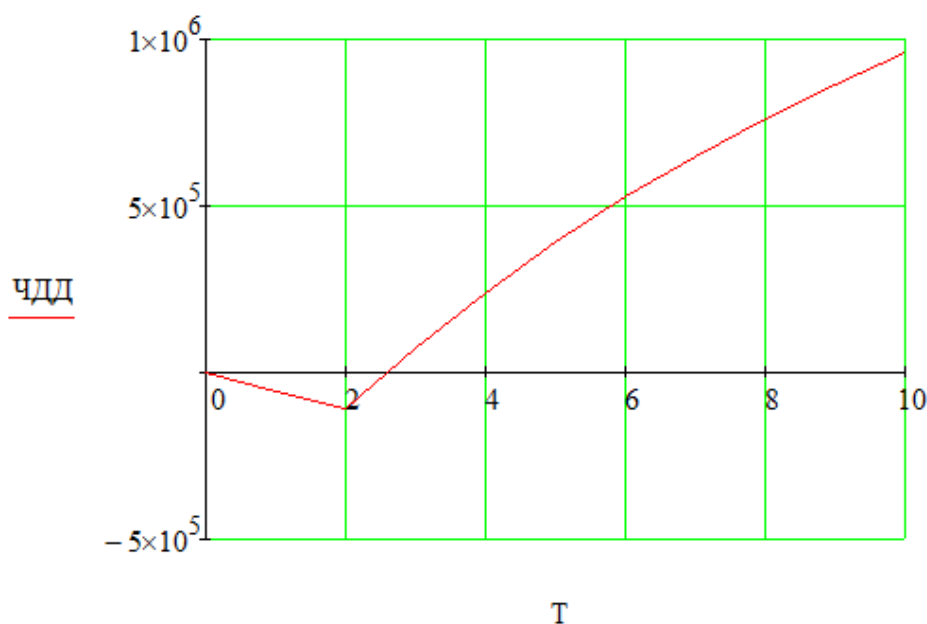


Рисунок 9 – График ЧДД для варианта №1 (с учетом амортизационных отчислений)

Из данного графика видно, что проект окупается уже на третий год своего существования, ЧДД через 10 лет составляет 957,6 млн. руб.

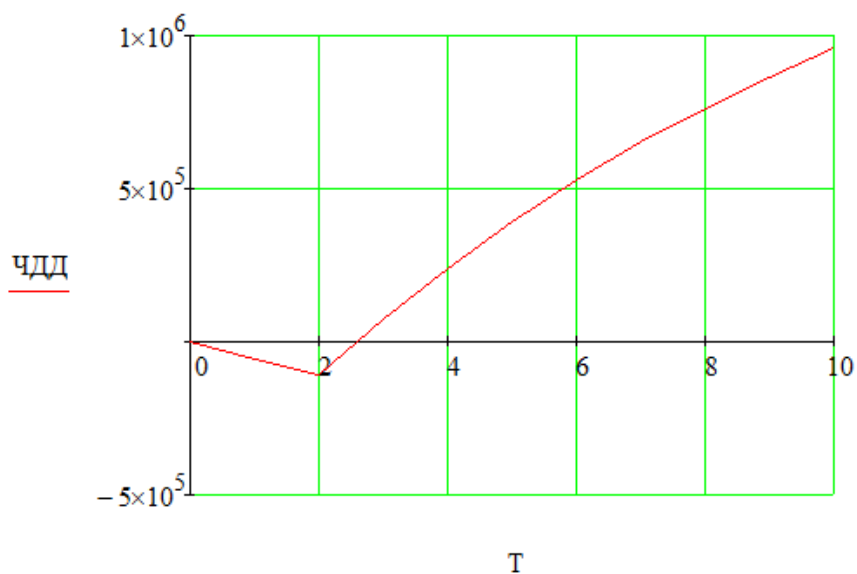


Рисунок 10 – График ЧДД для варианта №1 (без учета амортизационных отчислений)

ЧДД через 10 лет составляет 959,5 млн. руб., что говорит о невысоком влиянии величины амортизационных отчислений на экономические показатели данного варианта реконструкции сети.

На рисунках 11,12 представлены графики ЧДД для вариант реконструкции №2.

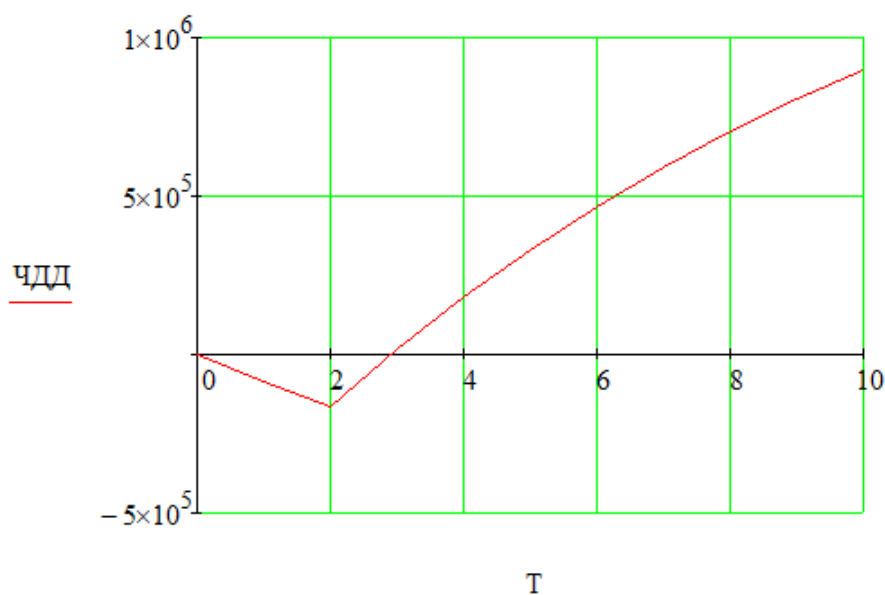


Рисунок 11 – График ЧДД для варианта реконструкции №2 (с учетом амортизационных отчислений)

Из графика видно, что данный вариант проекта окупается также на третий год, однако ЧДД через 10 лет оказывается ниже - 897,3 млн. руб.

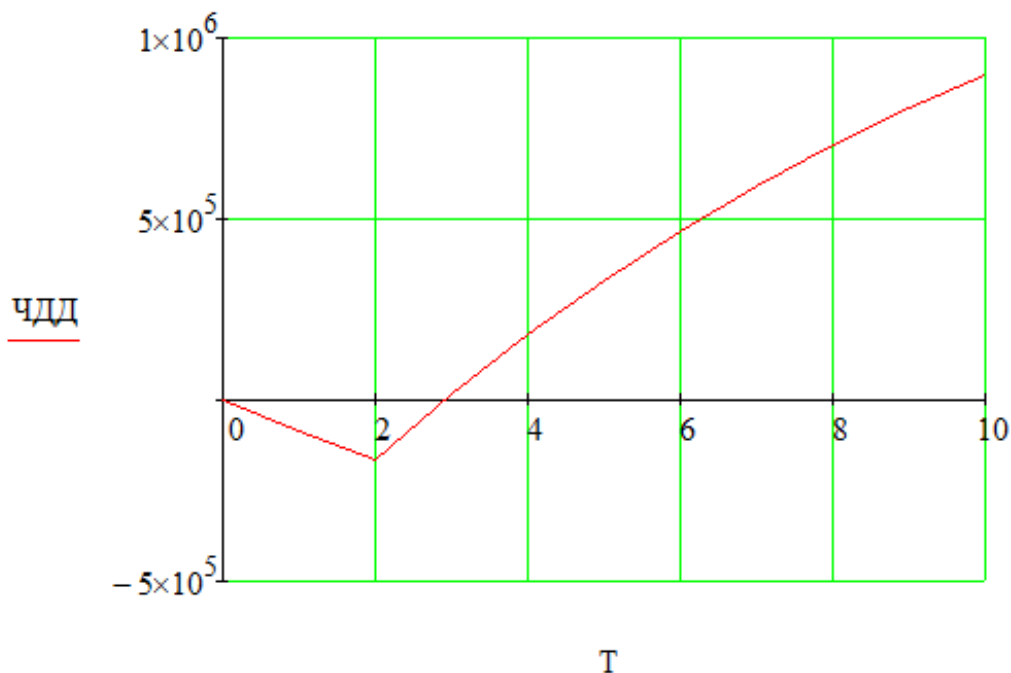


Рисунок 12 – График ЧДД для варианта реконструкции №2 (без учета амортизационных отчислений)

В данном случае величина ЧДД составляет 900,2 млн. руб.

Разница в чистом дисконтированном доходе при сравнении данных вариантов реконструкции близка к 5%, что в некоторой степени позволяет считать данные варианты равнозначными.

Однако вариант №2 в текущем его исполнении имеет один явный недостаток. В данном случае передача электроэнергии по КЛ 110 кВ Седанка – Ипподром ограничена мощностью трансформатора на ПС Ипподром, что не позволяет в полной мере использовать экономический эффект от снижения потерь электроэнергии при ее передаче по данной ЛЭП. Вследствие чего при учете амортизационных отчислений данный эффект полностью перекрывается большей величиной издержек.

Отсюда делаем вывод, что данный вариант реконструкции наиболее целесообразен при дальнейшей реконструкции сети, а также при повышении

мощности передаваемой по проектируемым КЛ 110 кВ, это возможно при реализации одного из следующих вариантов:

1) установка второго трансформатора на ПС Ипподром, что позволит повысить суммарную нагрузку на КЛ 110 кВ Седанка – Ипподром и, следовательно, усилить экономический эффект от снижения потерь;

2) перевод ПС Академическая на класс напряжения 110 кВ, что позволит обеспечить транзитное питание через РУ 110 кВ ПС Ипподром, не нагружая при этом дополнительно трансформатор данной подстанции.

Так как в данной работе рассматривается лишь частичная реконструкция рассматриваемого района проектирования предпочтение отдается варианту №1, как более выгодному по экономическим показателям. Вариант №2 возможно использовать в качестве начального этапа более масштабной реконструкции сетей рассматриваемого района.

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчеты режимов при реконструкции будем производить с помощью ПВК RastrWin 3 аналогично расчетам, выполненным в пункте 2.3. Все параметры узлов и ветвей за исключением реконструируемых участков также аналогичны приведенным в пункте 2.3.

4.1 Расчет режимов для варианта реконструкции №1

В данном варианте реконструкции сети, все изменения ограничиваются заменой трансформаторов на ПС Академическая, а также заменой провода на ВЛ 110 кВ Волна – Чайка, следовательно, изменятся только параметры некоторых ветвей, в то время как все параметры узлов соответствуют параметрам из таблицы 7 (п. 2.3).

В таблице 19 приведены параметры ветвей необходимые для расчета.

Таблица 19 – Параметры ветвей для варианта реконструкции №1

| Тип | N нач | N кон | Название | R | X | B | Кт/г | P нач | Q нач |
|-----|-------|-------|---|------|-------|---------|------|--------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ЛЭП | 32 | 42 | ПС Владивосток - ПС Зеленый угол | 7.01 | 27.84 | -171.34 | 0 | -32.54 | 16.05 |
| ЛЭП | 32 | 52 | ПС Владивосток - ПС Волна 220 кВ | 5.79 | 23.01 | -141.59 | 0 | -39.33 | 13.94 |
| ЛЭП | 22 | 42 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол | 0.34 | 1.21 | -271.7 | 0 | -25.17 | -47.99 |
| ЛЭП | 12 | 22 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 6.85 | 29.99 | -184.54 | 0 | -3.48 | -6.06 |
| ЛЭП | 42 | 52 | ПС Зеленый угол - ПС Волна 220 кВ | 1.12 | 1.62 | -30.12 | 0 | -15.59 | -40.15 |
| ЛЭП | 51 | 111 | ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р-котельная | 0.07 | 0.22 | -1.5 | 0 | -36.60 | -16.45 |
| ЛЭП | 111 | 61 | ПС 2Р-котельная - ПС Бурун 110 кВ | 0.14 | 1.6 | -11.5 | 0 | -32.46 | -15.09 |
| ЛЭП | 51 | 91 | ПС Волна 110 кВ - ПС Чайка 110 кВ | 1.59 | 3.39 | -23.19 | 0 | -65.62 | -18.32 |
| ЛЭП | 91 | 101 | ПС Чайка 110 кВ - ПС Седанка 110 кВ | 0.94 | 3.16 | -21.92 | 0 | -9.17 | -2.78 |
| ЛЭП | 91 | 81 | ПС Чайка 110 кВ - ПС Спутник | 1.63 | 2.63 | -16.27 | 0 | -26.48 | -1.29 |
| ЛЭП | 81 | 71 | ПС Спутник - ПС Промузел | 1.62 | 2.56 | -16.31 | 0 | 1.39 | 5.09 |

Продолжение таблицы 19

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|------|------|--|------|-------|---------|-------|--------|--------|
| ЛЭП | 11 | 71 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел | 6.76 | 10.28 | -61.79 | 0 | -21.61 | -9.50 |
| ЛЭП | 63 | 133 | ПС Бурун 35 кВ - ПС Академическая 35 кВ | 0.69 | 1.15 | 0 | 0 | -15.83 | -5.65 |
| ЛЭП | 1333 | 123 | ПС Академическая 35 кВ 2 - ПС Ипподром | 1.08 | 1.28 | 0 | 0 | -5.21 | -1.77 |
| ЛЭП | 93 | 912 | ПС Чайка 35 кВ - Отпайка к ПС Седанка | 0.88 | 1.24 | -534.27 | 0 | 0 | 0 |
| ЛЭП | 912 | 123 | Отпайка к ПС Седанка - ПС Ипподром | 0.41 | 0.56 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ЛЭП | 912 | 103 | Отпайка к ПС Седанка - ПС Седанка 35 кВ | 0.01 | 0.01 | -12.87 | 0 | 0 | 0 |
| Тр-р | 1333 | 136 | ПС Академическая 35 кВ 2 - ПС Академическая | 0,81 | 10,80 | 5,29 | 0,174 | -6 | -2 |
| Тр-р | 133 | 1366 | ПС Академическая 35 кВ - Академ. Т2 | 0,81 | 10,80 | 5,29 | 0,174 | -5 | -2 |
| Тр-р | 61 | 600 | ПС Бурун 110 кВ - Тр-р Бурун-0 | 0.8 | 35.5 | 18.2 | 1 | -32.44 | -15.17 |
| Тр-р | 600 | 63 | Тр-р Бурун-0 - ПС Бурун 35 кВ | 0.8 | 0 | 0 | 0.318 | -15.84 | -5.65 |
| Тр-р | 600 | 66 | Тр-р Бурун-0 - ПС Бурун | 0.8 | 22.3 | 0 | 0.054 | -16,30 | -6.12 |
| Тр-р | 52 | 500 | ПС Волна 220 кВ - АТ-1 Волна-0 | 0.55 | 59.2 | 11.81 | 1 | -27.37 | -17.60 |
| Тр-р | 500 | 51 | АТ-1 Волна-0 - ПС Волна 110 кВ | 0.48 | 0 | 0 | 0.51 | -13.80 | -9.20 |
| Тр-р | 500 | 56 | АТ-1 Волна-0 - ПС Волна | 3.2 | 131 | 0 | 0.027 | -13.45 | -6.64 |
| Тр-р | 52 | 510 | ПС Волна 220 кВ - АТ-2 Волна-0 | 0.55 | 59.2 | 11.8 | 1 | -27.36 | -17.62 |
| Тр-р | 510 | 51 | АТ-2 Волна-0 - ПС Волна 110 кВ | 0.48 | 0 | 0 | 0.51 | -10.78 | -7.57 |
| Тр-р | 510 | 566 | АТ-2 Волна-0 - ПС Волна Т-2 | 3.2 | 131 | 0 | 0.027 | -16.45 | -8.30 |
| Тр-р | 101 | 106 | ПС Седанка 110 кВ - ПС Седанка | 4.38 | 86.7 | 8.47 | 0.054 | -5.67 | -1.80 |
| Тр-р | 101 | 1000 | ПС Седанка 110 кВ - Тр-р Седанка-0 | 2.6 | 88.9 | 12.1 | 1 | -3.49 | -1.25 |
| Тр-р | 1000 | 103 | Тр-р Седанка-0 - ПС Седанка 35 кВ | 2.6 | 0 | 0 | 0.335 | 0 | 0 |
| Тр-р | 1000 | 106 | Тр-р Седанка-0 - ПС Седанка | 2.6 | 52 | 0 | 0.054 | -3.46 | -1.00 |
| Тр-р | 91 | 900 | ПС Чайка 110 кВ - Т1 Чайка-0 | 2.6 | 88.9 | 12.1 | 1 | -14.78 | -6.81 |
| Тр-р | 900 | 93 | Т1 Чайка-0 - ПС Чайка 35 кВ | 2.6 | 0 | 0 | 0.335 | 0.02 | -0.03 |
| Тр-р | 900 | 96 | Т1 Чайка-0 - ПС Чайка | 2.6 | 52 | 0 | 0.058 | -14.48 | -5.05 |
| Тр-р | 91 | 910 | ПС Чайка 110 кВ - Т2 Чайка-0 | 2.6 | 88.9 | 12.1 | 1 | -14.78 | -6.81 |
| Тр-р | 910 | 93 | Т2 Чайка-0 - ПС Чайка 35 кВ | 2.6 | 0 | 0 | 0.335 | 0.02 | -0.03 |
| Тр-р | 910 | 96 | Т2 Чайка-0 - ПС Чайка | 2.6 | 52 | 0 | 0.058 | -14.48 | -5.05 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|------|------|---|------|------|-------|-------|---------|--------|
| Тр-р | 22 | 290 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ Г-1 | 1.4 | 51.5 | 10.67 | 0.043 | 58.76 | 26.88 |
| Тр-р | 22 | 291 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ Г-2 | 1.4 | 51.5 | 10.67 | 0.043 | 11.84 | 29.60 |
| Тр-р | 12 | 190 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г-2 | 1.4 | 51.5 | 10.7 | 0.043 | 75.66 | 14.41 |
| Тр-р | 1200 | 191 | АТ АТЭЦ-0 - АТЭЦ Г-1 | 1.6 | 65.5 | 0 | 0.043 | 83.78 | 15.48 |
| Тр-р | 12 | 1200 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - АТ АТЭЦ-0 | 0.28 | 29.6 | 23.62 | 1 | -72.30 | -8.38 |
| Тр-р | 1200 | 11 | АТ АТЭЦ-0 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 0.24 | 0 | 0 | 0.5 | -155.80 | -20.78 |
| Тр-р | 11 | 192 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г-4 | 0.37 | 12.3 | 46.92 | 0.090 | 80.66 | -41.75 |
| Тр-р | 11 | 1912 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г-3 | 0.37 | 12.3 | 46.92 | 0.090 | 81.16 | -41.81 |
| Тр-р | 123 | 126 | ПС Ипподром - ПС Ипподром - 6 | 2.5 | 14.8 | 8.3 | 0.176 | -5.18 | -1.74 |
| Выкл | 1366 | 136 | Академ. Т2 - ПС Академическая | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Выкл | 1333 | 133 | ПС Академическая 35 кВ - ПС Академическая 35 кВ 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

В таблицах 20, 21 приведены рассчитанные параметры максимального режима. В данном режиме нагрузки являются максимальными, все необходимое оборудование находится в работе.

Таблица 20 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме (вариант №1)

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|----------------------------------|--|----------------------------|-------------------|--------------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 90 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 106 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 115 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 66 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 57 | 680 | 877 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 137 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-300, АС-240 | 383 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 49 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 123 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 54 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 140 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 80 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 96 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | 186 | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | - | 422 | 422 |

Таблица 21 – Расчетные значения напряжений в узлах при максимальном режиме
(вариант №1)

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|-------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 116,5 | 5,91 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 116,34 | 5,77 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 36,46 | 4,17 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,18 | 3 |
| ПС Владивосток | 220 | 229,54 | 4,34 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 229,69 | 4,4 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 116,53 | 5,94 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,07 | 1,17 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 229,88 | 4,49 |
| ПС Промузел | 110 | 115,33 | 4,85 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 115,16 | 4,69 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 36,34 | 3,83 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 6,14 | 2,33 |
| ПС Спутник | 110 | 115,06 | 4,6 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|------|
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 115,31 | 4,83 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 36,22 | 3,49 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 6,13 | 2,17 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 36,32 | 3,77 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,37 | 6,19 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,65 | 1,86 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,16 | 2,67 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 230,09 | 4,59 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 118,03 | 7,3 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 232,91 | 5,87 |

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Графическая схема максимального режима представлена на листе №3 графической части ВКР.

Необходимо также произвести расчет послеаварийного режима. В данном случае это режим отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка.

Таблица 22 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка (вариант №1)

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|--|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 91 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 102 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 101 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 156 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 99 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 242 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-300, АС-240 | - | 605 | 780 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|--|-----|-----|-----|
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 13 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 177 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 321 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 425 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 411 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 235 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | 147 | 422 | 422 |

Таблица 23 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка (вариант №1)

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 118,83 | 8,03 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 118,54 | 7,77 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 36,42 | 1,2 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,18 | 3 |
| ПС Владивосток | 220 | 232,34 | 5,61 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 232,64 | 5,74 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 118,90 | 8,09 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,19 | 3,17 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 232,49 | 5,68 |
| ПС Промузел | 110 | 112,99 | 2,72 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 110,72 | 0,65 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 35,11 | 0,31 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 5,91 | -1,5 |
| ПС Спутник | 110 | 111,62 | 1,47 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 110,79 | 0,72 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 35,29 | 0,83 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 5,95 | -0,83 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,75 | 2,14 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,27 | 4,5 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|------|
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,23 | 0,66 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,09 | 1,5 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 232,54 | 5,70 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 120,38 | 9,43 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 234,92 | 6,78 |

По данным расчета видно, что наиболее загружены ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел и ВЛ 35 кВ Бурун - Академическая. С поправкой на тот факт, что наибольшие нагрузки характерны для зимнего периода времени можно сделать вывод, что токовые нагрузки находятся в допустимых пределах, но для сохранения требуемых значений данных параметров требуется повышение напряжения на шинах 110 кВ Артемовской ТЭЦ. Наибольший коэффициент нагрузки равный 0,977 наблюдается на ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел.

Отклонения напряжений также находятся в допустимых пределах и не превышают 10%.

Графическая схема данного режима представлена на листе №3 графической части ВКР.

Далее произведем расчет режима отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел.

Таблица 24 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел (вариант №1)

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|--|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 90 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 108 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 190 | 665 | 665 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 103 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 131 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 203 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-300, АС-240 | 468 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 50 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 254 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 107 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | - | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 271 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 90 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | - | 422 | 422 |

Таблица 25 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел (вариант №1)

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|-------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 114,31 | 3,92 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 114,05 | 3,68 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 35,7 | 2 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,17 | 2,83 |
| ПС Владивосток | 220 | 227,73 | 3,51 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 227,78 | 3,54 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 114,36 | 3,96 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,17 | 2,83 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 228,22 | 3,74 |
| ПС Промузел | 110 | 111,33 | 0,12 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 112,54 | 2,31 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|-------|
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 35,5 | 1,43 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 6 | 0 |
| ПС Спутник | 110 | 111,73 | 0,12 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 112,7 | 2,45 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 36,12 | 3,2 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 6,08 | 1,33 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,22 | 0,63 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,17 | 2,83 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35 | 0 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 5,98 | -0,05 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 228,56 | 3,89 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 118,41 | 7,64 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 232,91 | 5,87 |

В данном послеаварийном режиме как токовые нагрузки линий, так и значения напряжений на шинах ПС входят в допустимые пределы.

Графическая схема режима изображена на рисунке 13.

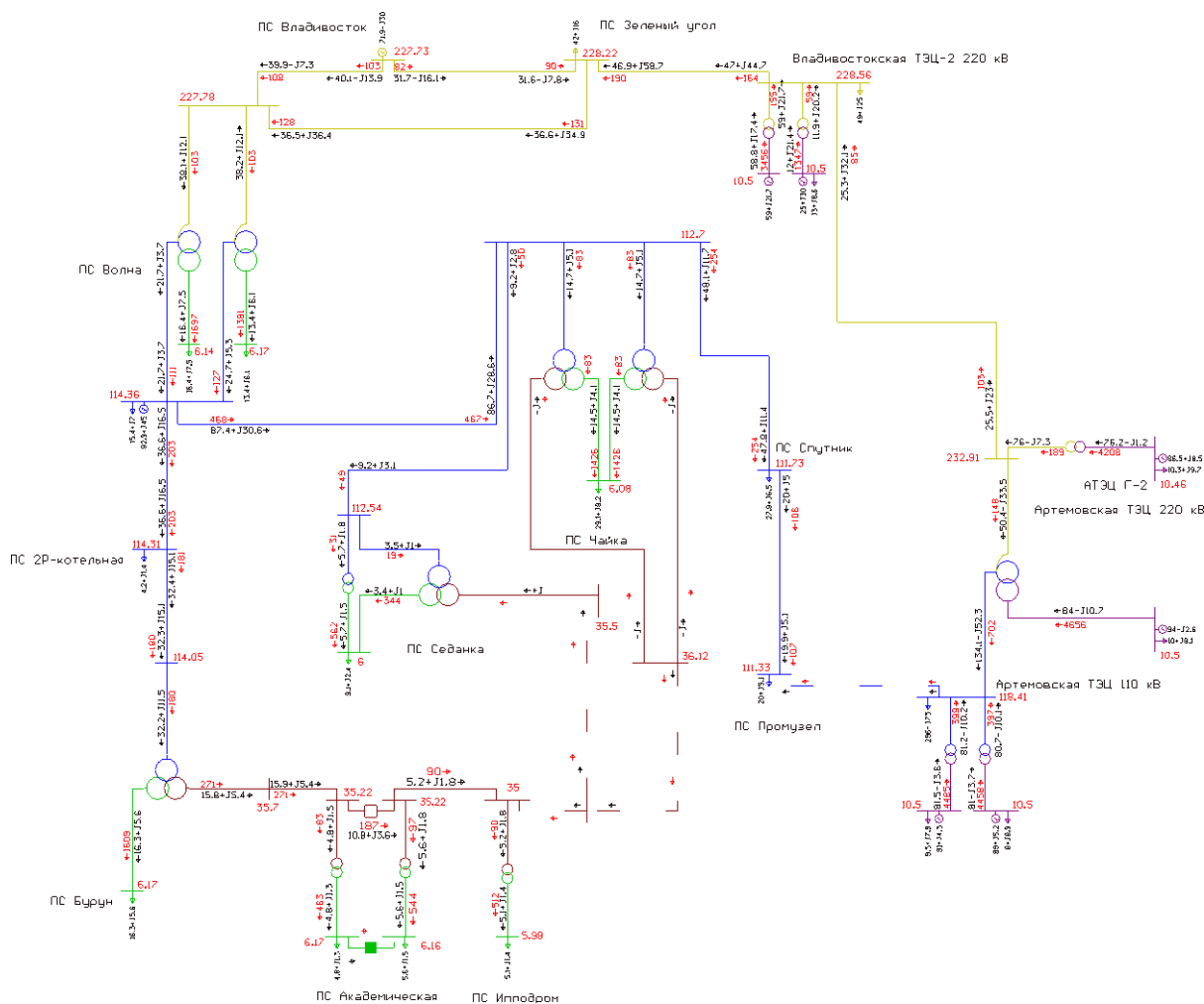


Рисунок 13 – Графическая схема режима отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Промузел

4.2 Расчет режимов для варианта реконструкции №2

В данном варианте помимо замены трансформаторов на ПС Академическая и замены провода на ВЛ 110 кВ Волна - Чайка также изменяется конфигурация ЛЭП, добавляется КЛ 110 кВ Седанка – Ипподром.

В таблицах 26, 27 приведены параметры узлов и ветвей необходимые для расчета.

Таблица 22 – Параметры узлов для варианта реконструкции №2

| Тип | Номер | Название | U_ном | P_н | Q_н | P_г | Q_г | V | Delta | Q_min | Q_max |
|------|-------|------------------------|-------|-------|------|------|-----|--------|-------|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Нагр | 111 | ПС 2Р-котельная | 110 | 4.2 | 1.38 | 0 | 0 | 114,48 | | 0 | 0 |
| Нагр | 133 | ПС Академическая 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35,04 | | 0 | 0 |
| Нагр | 1366 | Академ. Т2 | 6 | 4.78 | 1.3 | 0 | 0 | 6,04 | | 0 | 0 |
| Нагр | 136 | ПС Академическая | 6 | 5.61 | 1.51 | 0 | 0 | 6,02 | | 0 | 0 |
| Нагр | 61 | ПС Бурун 110 кВ | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 114,36 | | 0 | 0 |
| Нагр | 63 | ПС Бурун 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35,90 | | 0 | 0 |
| Нагр | 66 | ПС Бурун | 6 | 16.3 | 5.6 | 0 | 0 | 6,10 | | 0 | 0 |
| Нагр | 600 | Тр-р Бурун-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 112,19 | | 0 | 0 |
| Нагр | 32 | ПС Владивосток | 220 | 0 | 0 | 71.9 | -30 | 227,51 | | 0 | 0 |
| Нагр | 52 | ПС Волна 220 кВ | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 227,63 | | 0 | 0 |
| Нагр | 51 | ПС Волна 110 кВ | 110 | 15.4 | 7 | 92.9 | 25 | 114,51 | | 0 | 0 |
| Нагр | 500 | АТ-1 Волна-0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 224,55 | | 0 | 0 |
| Нагр | 510 | АТ-2 Волна-0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 224,54 | | 0 | 0 |
| Нагр | 566 | ПС Волна Т-2 | 6 | 16.45 | 7.48 | 0 | 0 | 6,15 | | 0 | 0 |
| Нагр | 56 | ПС Волна | 6 | 13.45 | 6.1 | 0 | 0 | 6,18 | | 0 | 0 |
| Нагр | 42 | ПС Зеленый угол | 220 | 42 | 16 | 0 | 0 | 227,92 | | 0 | 0 |
| Нагр | 120 | Тр-р Ипподром-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 104,67 | | 0 | 0 |
| Нагр | 121 | ПС Ипподром 110 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 112,44 | | 0 | 0 |
| Нагр | 126 | ПС Ипподром - 6 | 6 | 5.13 | 1.38 | 0 | 0 | 6,11 | | 0 | 0 |
| Нагр | 123 | ПС Ипподром | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35,48 | | 0 | 0 |
| Нагр | 71 | ПС Промузел | 110 | 19.96 | 5.08 | 0 | 0 | 113,18 | | 0 | 0 |
| Нагр | 101 | ПС Седанка 110 кВ | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 112,48 | | 0 | 0 |
| Нагр | 1000 | Тр-р Седанка-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 110,77 | | 0 | 0 |
| Нагр | 106 | ПС Седанка | 6 | 9.11 | 2.42 | 0 | 0 | 6,04 | | 0 | 0 |
| Нагр | 103 | ПС Седанка 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 35,22 | | 0 | 0 |
| Нагр | 81 | ПС Спутник | 110 | 27.8 | 6.46 | 0 | 0 | 112,79 | | 0 | 0 |
| Нагр | 91 | ПС Чайка 110 кВ | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 107,74 | | 0 | 0 |
| Нагр | 900 | Т1 Чайка-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 107,74 | | 0 | 0 |
| Нагр | 910 | Т2 Чайка-0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36,09 | | 0 | 0 |
| Нагр | 93 | ПС Чайка 35 кВ | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6,10 | | 0 | 0 |
| Нагр | 96 | ПС Чайка | 6 | 29.07 | 8.19 | 0 | 0 | 10,50 | | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|---------------------------------|-----|------|-----|-------|--------|--------|----|-----|----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Ген | 290 | ВТЭЦ Г-1 | 10 | 0 | 0 | 59 | 31,33 | 10,50 | | -50 | 50 |
| Ген | 291 | ВТЭЦ Г-2 | 10 | 13 | 8.6 | 25 | 39,76 | 228,20 | | -50 | 50 |
| Нагр | 22 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 49 | 25 | 0 | 0 | 10,50 | | 0 | 0 |
| Ген | 191 | АТЭЦ Г-1 | 10 | 10 | 8.1 | 94 | 31,95 | 10,46 | | -50 | 50 |
| База | 190 | АТЭЦ Г-2 | 10 | 10.3 | 9.7 | 86.24 | 30,10 | 10,50 | | -50 | 50 |
| Ген | 1912 | АТЭЦ Г-3 | 10 | 9.5 | 7.9 | 91 | -26.04 | 10,50 | | -50 | 50 |
| Ген | 192 | АТЭЦ Г-4 | 10 | 8 | 8.9 | 89 | -25.06 | 116,37 | | -50 | 50 |
| Нагр | 11 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 296 | -73 | 0 | 0 | 230,87 | | 0 | 0 |
| Нагр | 12 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 232,91 | | 0 | 0 |
| Нагр | 1200 | АТ АТЭЦ-0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 |
| Нагр | 912 | Отпайка к ПС Седанка | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 |
| Нагр | 1333 | ПС Академическая 35 кВ -2 | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 |

Таблица 27 – Параметры ветвей для варианта реконструкции №2

| Тип | N нач | N кон | Название | R | X | B | Кт/г | P нач | Q нач |
|-----|-------|-------|---|------|-------|---------|------|--------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| ЛЭП | 32 | 42 | ПС Владивосток - ПС Зеленый угол | 7.01 | 27.84 | -171.34 | 0 | -32.54 | 16.05 |
| ЛЭП | 32 | 52 | ПС Владивосток - ПС Волна 220 кВ | 5.79 | 23.01 | -141.59 | 0 | -39.33 | 13.94 |
| ЛЭП | 22 | 42 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол | 0.34 | 1.21 | -271.7 | 0 | -25.17 | -47.99 |
| ЛЭП | 12 | 22 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 6.85 | 29.99 | -184.54 | 0 | -3.48 | -6.06 |
| ЛЭП | 42 | 52 | ПС Зеленый угол - ПС Волна 220 кВ | 1.12 | 1.62 | -30.12 | 0 | -15.59 | -40.15 |
| ЛЭП | 51 | 111 | ПС Волна 110 кВ - ПС 2Р-котельная | 0.07 | 0.22 | -1.5 | 0 | -36.60 | -16.45 |
| ЛЭП | 111 | 61 | ПС 2Р-котельная - ПС Бурун 110 кВ | 0.14 | 1.6 | -11.5 | 0 | -32.46 | -15.09 |
| ЛЭП | 51 | 91 | ПС Волна 110 кВ - ПС Чайка 110 кВ | 1.59 | 3.39 | -23.19 | 0 | -65.62 | -18.32 |
| ЛЭП | 91 | 101 | ПС Чайка 110 кВ - ПС Седанка 110 кВ | 0.94 | 3.16 | -21.92 | 0 | -9.17 | -2.78 |
| ЛЭП | 91 | 81 | ПС Чайка 110 кВ - ПС Спутник | 1.63 | 2.63 | -16.27 | 0 | -26.48 | -1.29 |
| ЛЭП | 81 | 71 | ПС Спутник - ПС Промузел | 1.62 | 2.56 | -16.31 | 0 | 1.39 | 5.09 |
| ЛЭП | 11 | 71 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел | 6.76 | 10.28 | -61.79 | 0 | -21.61 | -9.50 |
| ЛЭП | 63 | 133 | ПС Бурун 35 кВ - ПС Академическая 35 кВ | 0.69 | 1.15 | 0 | 0 | -15.83 | -5.65 |
| ЛЭП | 1333 | 123 | ПС Академическая 35 кВ - ПС Ипподром | 1.08 | 1.28 | 0 | 0 | -5.21 | -1.77 |

Продолжение таблицы 27

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|------|------|--|------|-------|--------|-------|--------|--------|
| ЛЭП | 93 | 912 | ПС Чайка 35 кВ – Отпайка к ПС Седанка | 0,88 | 1,24 | -534,3 | | | |
| ЛЭП | 912 | 123 | Отпайка к ПС Седанка – ПС Ипподром | 0,41 | 0,56 | | | | |
| ЛЭП | 912 | 103 | Отпайка к ПС Седанка – ПС Седанка 35 кВ | 0,01 | 0,01 | -12,9 | | | |
| Тр-р | 1333 | 136 | ПС Академическая 35 кВ - ПС Академическая | 0,81 | 10,80 | 5,29 | 0,174 | -6 | -2 |
| Тр-р | 133 | 1366 | ПС Академическая 35 кВ - Академ. Т2 | 0,81 | 10,80 | 5,29 | 0,174 | -5 | -2 |
| Тр-р | 61 | 600 | ПС Бурун 110 кВ - Тр-р Бурун-0 | 0,8 | 35,5 | 18,2 | 1 | -32,44 | -15,17 |
| Тр-р | 600 | 63 | Тр-р Бурун-0 - ПС Бурун 35 кВ | 0,8 | 0 | 0 | 0,318 | -15,84 | -5,65 |
| Тр-р | 600 | 66 | Тр-р Бурун-0 - ПС Бурун | 0,8 | 22,3 | 0 | 0,054 | -16,30 | -6,12 |
| Тр-р | 52 | 500 | ПС Волна 220 кВ - АТ-1 Волна-0 | 0,55 | 59,2 | 11,81 | 1 | -27,37 | -17,60 |
| Тр-р | 500 | 51 | АТ-1 Волна-0 - ПС Волна 110 кВ | 0,48 | 0 | 0 | 0,51 | -13,80 | -9,20 |
| Тр-р | 500 | 56 | АТ-1 Волна-0 - ПС Волна | 3,2 | 131 | 0 | 0,027 | -13,45 | -6,64 |
| Тр-р | 52 | 510 | ПС Волна 220 кВ - АТ-2 Волна-0 | 0,55 | 59,2 | 11,8 | 1 | -27,36 | -17,62 |
| Тр-р | 510 | 51 | АТ-2 Волна-0 - ПС Волна 110 кВ | 0,48 | 0 | 0 | 0,51 | -10,78 | -7,57 |
| Тр-р | 510 | 566 | АТ-2 Волна-0 - ПС Волна Т-2 | 3,2 | 131 | 0 | 0,027 | -16,45 | -8,30 |
| Тр-р | 101 | 106 | ПС Седанка 110 кВ - ПС Седанка | 4,38 | 86,7 | 8,47 | 0,054 | -5,67 | -1,80 |
| Тр-р | 101 | 1000 | ПС Седанка 110 кВ - Тр-р Седанка-0 | 2,6 | 88,9 | 12,1 | 1 | -3,49 | -1,25 |
| Тр-р | 1000 | 103 | Тр-р Седанка-0 - ПС Седанка 35 кВ | 2,6 | 0 | 0 | 0,335 | 0 | 0 |
| Тр-р | 1000 | 106 | Тр-р Седанка-0 - ПС Седанка | 2,6 | 52 | 0 | 0,054 | -3,46 | -1,00 |
| Тр-р | 91 | 900 | ПС Чайка 110 кВ - Т1 Чайка-0 | 2,6 | 88,9 | 12,1 | 1 | -14,78 | -6,81 |
| Тр-р | 900 | 93 | Т1 Чайка-0 - ПС Чайка 35 кВ | 2,6 | 0 | 0 | 0,335 | 0,02 | -0,03 |
| Тр-р | 900 | 96 | Т1 Чайка-0 - ПС Чайка | 2,6 | 52 | 0 | 0,058 | -14,48 | -5,05 |
| Тр-р | 91 | 910 | ПС Чайка 110 кВ - Т2 Чайка-0 | 2,6 | 88,9 | 12,1 | 1 | -14,78 | -6,81 |
| Тр-р | 910 | 93 | Т2 Чайка-0 - ПС Чайка 35 кВ | 2,6 | 0 | 0 | 0,335 | 0,02 | -0,03 |
| Тр-р | 910 | 96 | Т2 Чайка-0 - ПС Чайка | 2,6 | 52 | 0 | 0,058 | -14,48 | -5,05 |
| Тр-р | 22 | 290 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ Г-1 | 1,4 | 51,5 | 10,67 | 0,043 | 58,76 | 26,88 |
| Тр-р | 22 | 291 | Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ Г-2 | 1,4 | 51,5 | 10,67 | 0,043 | 11,84 | 29,60 |
| Тр-р | 12 | 190 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ Г-2 | 1,4 | 51,5 | 10,7 | 0,043 | 75,66 | 14,41 |
| Тр-р | 1200 | 191 | АТ АТЭЦ-0 - АТЭЦ Г-1 | 1,6 | 65,5 | 0 | 0,043 | 83,78 | 15,48 |

Продолжение таблицы 27

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|------|------|--|------|-------|--------|-------|---------|--------|
| Тр-р | 12 | 1200 | Артемовская ТЭЦ 220 кВ - АТ АТЭЦ-0 | 0.28 | 29.6 | 23.62 | 1 | -72.30 | -8.38 |
| Тр-р | 1200 | 11 | АТ АТЭЦ-0 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 0.24 | 0 | 0 | 0.5 | -155.80 | -20.78 |
| Тр-р | 11 | 192 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г-4 | 0.37 | 12.3 | 46.92 | 0.091 | 80.66 | -41.75 |
| Тр-р | 11 | 1912 | Артемовская ТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г-3 | 0.37 | 12.3 | 46.92 | 0.091 | 81.16 | -41.81 |
| ЛЭП | 101 | 121 | ПС Седанка 110 кВ – ПС Ипподром 110 | 0,24 | 0,15 | -168,5 | 0 | -16 | -6 |
| Тр-р | 121 | 120 | ПС Ипподром 110 - Тр-р Ипподром-0 | 5 | 142,2 | 8,3 | 1 | -16 | -9 |
| Тр-р | 120 | 123 | Тр-р Ипподром-0 – ПС Ипподром | 5 | 0 | 0 | 0,338 | -11 | -3 |
| Тр-р | 120 | 126 | Тр-р Ипподром-0 – ПС Ипподром - 6 | 5 | 82,7 | 0 | 0,058 | -5 | -2 |
| Выкл | 1366 | 136 | Академ. Т2 - ПС Академическая | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

В таблицах 28, 29 приведены рассчитанные параметры максимального режима. В данном режиме все необходимое оборудование находится в работе, нагрузки являются максимальными.

Таблица 28 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме (вариант №2)

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|----------------------------------|--|----------------------------|-------------------|--------------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 90 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 106 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 112 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 65 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 54 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 166 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-300, АС-240 | 354 | 605 | 780 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 76 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 126 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 43 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 131 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 170 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 7 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | - | 422 | 422 |
| КЛ Седанка - Ипподром | АПвПу2Г 1х240 | 30 | 422 | 422 |

Таблица 29 – Расчетные значения напряжений в узлах при максимальном режиме (вариант №2)

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | Отклонение напряжения, % |
|-------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 116,73 | 6,12 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 116,54 | 5,94 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 36,27 | 3,63 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,15 | 2,5 |
| ПС Владивосток | 220 | 229,74 | 4,43 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 229,9 | 4,5 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 116,78 | 6,16 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,08 | 1,33 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 230,08 | 4,58 |
| ПС Промузел | 110 | 115,64 | 5,13 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 115,54 | 5,04 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 36,46 | 4,17 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 6,16 | 2,67 |
| ПС Спутник | 110 | 115,42 | 4,93 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 115,74 | 5,04 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 35,44 | 1,26 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 6,06 | 1 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|------|
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,97 | 2,77 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,17 | 2,83 |
| ПС Ипподром 110 кВ | 110 | 115,53 | 5,03 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,98 | 2,8 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,15 | 2,5 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 230,27 | 4,67 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 118,11 | 7,37 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 233,05 | 5,93 |

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Графическая схема максимального режима представлена на листе №3 графической части ВКР.

Необходимо также произвести расчет послеаварийного режима, а именно режима отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка.

Таблица 30 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка (вариант №2)

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|--|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 91 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 102 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 100 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 155 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 97 | 680 | 877 |
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 243 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-300, АС-240 | - | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 5 | 605 | 780 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 170 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 314 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | 419 | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 416 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 241 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | 134 | 422 | 422 |
| КЛ Седанка - Ипподром | АПвПу2Г 1х240 | 11 | 422 | 422 |

Таблица 31 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка (вариант №2)

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | dV, % |
|------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 118,9 | 8,09 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 118,62 | 7,83 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 36,5 | 4,29 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,19 | 3,17 |
| ПС Владивосток | 220 | 232,41 | 5,64 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 232,7 | 5,77 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 118,96 | 8,15 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 6,19 | 3,17 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 232,55 | 5,71 |
| ПС Промузел | 110 | 113,25 | 2,95 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 111,13 | 1,03 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 35,22 | 0,63 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 5,93 | -1,17 |
| ПС Спутник | 110 | 111,93 | 1,75 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 111,15 | 1,05 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 34,68 | -0,91 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 5,87 | -2,17 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,83 | 2,37 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,14 | 2,33 |
| ПС Ипподром 110 кВ | 110 | 111,13 | 1,03 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|------|
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,22 | 0,63 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 6,02 | 0,33 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 232,61 | 5,73 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 120,44 | 9,49 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 235 | 6,82 |

По данным расчета видно, что при отключении ВЛ 110 кВ Волна - Чайка значительно нагружены ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел (коэффициент нагрузки равен 0,96), а также ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая (коэффициент нагрузки – 0,86).

Отклонение напряжений во всех узлах не превышает 10 %, однако даже при повышении напряжения на шинах 110 кВ Артемовской ТЭЦ до близкого к максимальному рабочему в некоторых узлах сети наблюдается падение напряжение ниже номинального.

Графическая схема данного режима представлена на листе №3 графической части ВКР.

Для более полной оценки режимов выполняется расчет послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел.

Таблица 32 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел (вариант №2)

| Наименование ЛЭП | Марка провода | Токовая нагрузка ЛЭП, А | Допустимый ток, А | |
|-------------------------------|--|-------------------------|-------------------|-----------------|
| | | | при t +25°C | при t минус 5°C |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ВЛ Владивосток – Зеленый угол | АСО-300 | 90 | 660 | 810 |
| ВЛ Владивосток – Волна | АСО-300 | 108 | 660 | 810 |
| КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол | Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300 | 184 | 665 | 665 |
| ВЛ ВТЭЦ-2 – АТЭЦ | АС-300 | 101 | 680 | 877 |
| ВЛ Зеленый угол - Волна | АСК-300 | 125 | 680 | 877 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|---|-----|-----|-----|
| ВЛ Волна – Бурун | АС-240, АСО-300 | 139 | 605 | 780 |
| ВЛ Волна – Чайка | АС-300, АС-240 | 524 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Седанка | АС-240 | 107 | 605 | 780 |
| ВЛ Чайка – Спутник | АС-120, М-70 | 253 | 300 | 300 |
| ВЛ Спутник – Промузел | АС-120, М-70 | 107 | 330 | 426 |
| ВЛ АТЭЦ - Промузел | АС-120, М-70 | - | 337 | 435 |
| ВЛ Бурун – Академическая | АС-120 | 81 | 375 | 484 |
| ВЛ Академическая – Ипподром | АС-120, М-50 | 98 | 275 | 355 |
| КВЛ Чайка – Ипподром | АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240 | - | 275 | 355 |
| Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка | АПвПу2Г 1х240 | 106 | 422 | 422 |
| КЛ Седанка - Ипподром | АПвПу2Г 1х240 | 26 | 422 | 422 |

Таблица 33 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Волна – Чайка (вариант №2)

| Название | Номинальное напряжение, кВ | Расчетное напряжение, кВ | dV, % |
|-------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ПС 2Р-котельная | 110 | 114,68 | 4,25 |
| ПС Бурун 110 кВ | 110 | 114,53 | 4,12 |
| ПС Бурун 35 кВ | 35 | 35,86 | 2,46 |
| ПС Бурун 6 кВ | 6 | 6,07 | 1,17 |
| ПС Владивосток | 220 | 228,02 | 3,65 |
| ПС Волна 220 кВ | 220 | 228,08 | 3,67 |
| ПС Волна 110 кВ | 110 | 114,72 | 4,29 |
| ПС Волна 6 кВ | 6 | 5,94 | -1 |
| ПС Зеленый угол | 220 | 228,49 | 3,86 |
| ПС Промузел | 110 | 111,52 | 1,38 |
| ПС Седанка 110 кВ | 110 | 112,58 | 2,35 |
| ПС Седанка 35 кВ | 35 | 35,12 | 0,34 |
| ПС Седанка 6 кВ | 6 | 5,96 | -0,67 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------------------------|-----|--------|-------|
| ПС Спутник | 110 | 111,92 | 1,75 |
| ПС Чайка 110 кВ | 110 | 112,89 | 2 |
| ПС Чайка 35 кВ | 35 | 35,32 | 0,91 |
| ПС Чайка 6 кВ | 6 | 5,99 | -0,17 |
| ПС Академическая 35 кВ | 35 | 35,72 | 2,06 |
| ПС Академическая 6 кВ | 6 | 6,12 | 2 |
| ПС Ипподром 110 кВ | 110 | 112,57 | 2,34 |
| ПС Ипподром 35 кВ | 35 | 35,01 | 0,03 |
| ПС Ипподром 6 кВ | 6 | 5,98 | -0,17 |
| Владивостокская ТЭЦ-2 220 кВ | 220 | 228,82 | 4,01 |
| Артемовская ТЭЦ 110 кВ | 110 | 118,43 | 7,66 |
| Артемовская ТЭЦ 220 кВ | 220 | 233,02 | 5,92 |

В данном режиме токовые нагрузки линий не превышают допустимых, отклонения значений напряжений также входят в допустимые пределы.

Графическая схема режима приведена на рисунке 14.

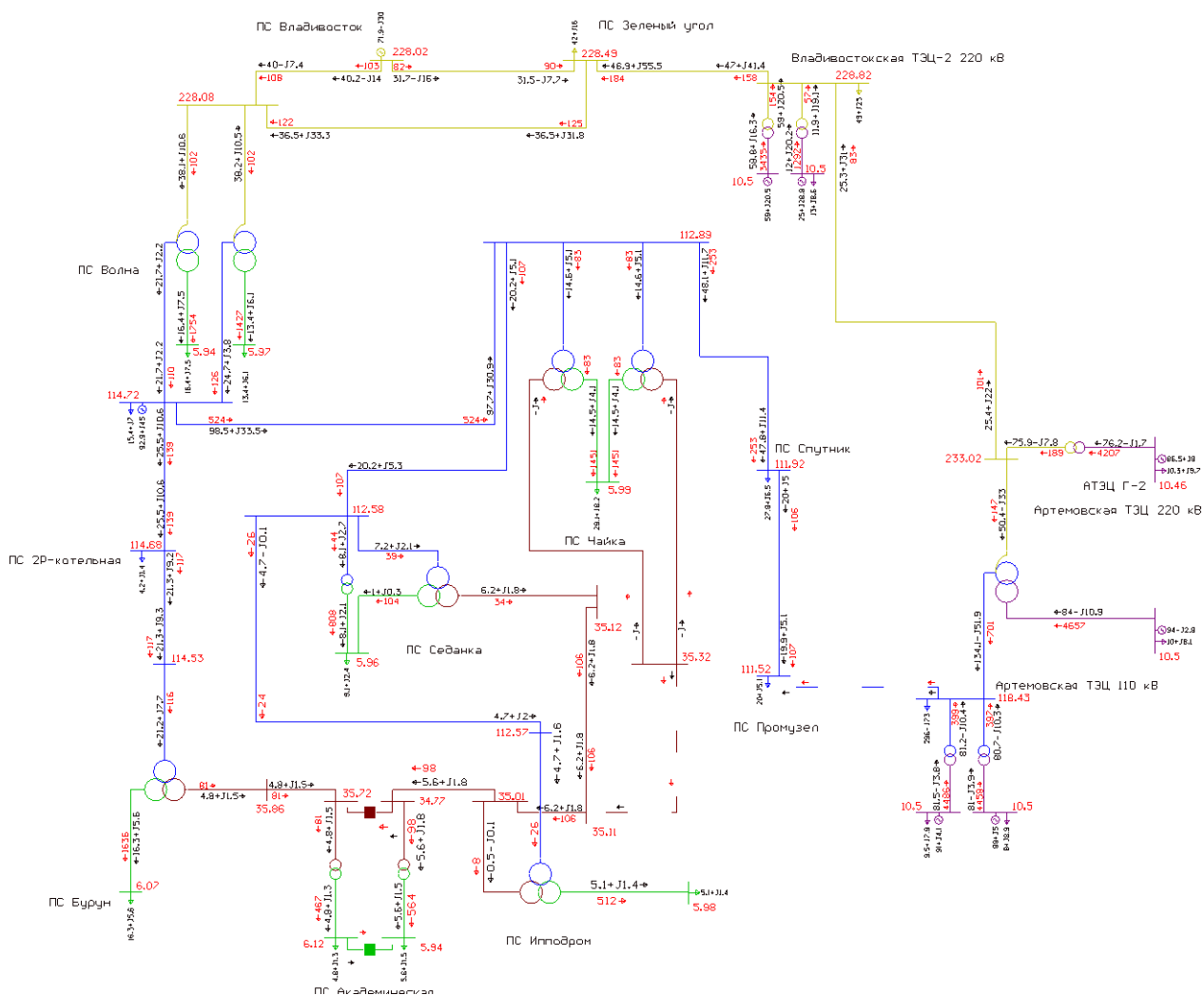


Рисунок 14 – Графическая схема режима отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Промузел

Оба варианта реконструкции позволяют поддерживать параметры режима сети в допустимых пределах как в нормальных, так и в послеаварийных режимах. В то же время в варианте №2 в текущем его состоянии невозможно полноценно нагрузить КЛ 110 кВ Седанка – Ипподром, нагрузка данной линии ограничена мощностью трансформатора на ПС Ипподром, следовательно, данный вариант целесообразен только в качестве начального этапа более масштабной реконструкции. Возможные варианты дальнейшего развития рассматриваемого района проектирования описаны в п.3.3.4.

Таким образом делаем вывод, что вариант реконструкции №1 является более предпочтительным как по экономическим показателям, так и по результатам расчета режимов.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания появляются по причине нарушения целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие нарушения по различным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70-95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Из-за того, что при возникновении трехфазного короткого замыкания все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, то такое короткое замыкание является симметричным. Оставшиеся виды коротких замыканий называют несимметричными. При коротких замыканиях происходит увеличение токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз больше номинальных.

Токи короткого замыкания, текущие по проводам, увеличивают потери электроэнергии в проводниках и контактах, возникающие вследствие повышенного нагрева проводов. Согласно вышесказанному, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

При возникновении короткого замыкания требуется быстро отключить поврежденный участок с целью предотвращения дальнейшего нарушения работы электрической системы и сохранения целостности оборудования.

Именно поэтому такое оборудование как токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование должны быть подобраны с учетом величины возможно протекающего по ним тока. Для выполнения данных условий необходимо уметь определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент. В настоящее время расчет токов

короткого замыкания в большинстве случаев производят с помощью электронно-вычислительной техники.

5.1 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Расчет токов КЗ следует производить с определения целью теоретически возможного тока короткого замыкания, исходя из этого расчета производится выбор электрического оборудования, а также расчета уставок релейной защиты.

При расчете коротких замыканий существует ряд допущений, которые позволяют упростить расчет и несущественно исказить результат.

- считают равными нулю намагничивающие токи силовых трансформаторов и емкостную проводимость линий;

- считают трёхфазную систему симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Артемовской ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ-2 установлены генераторы двух типов. Их основные параметры приведены в таблице 24.

Таблица 34 – Параметры генераторов

| Параметр | Тип генератора | |
|--|----------------|-------------|
| | ТВФ-100-2УЗ | ТВФ-120-2УЗ |
| Активная мощность, МВт | 100 | 120 |
| Коэффициент мощности | 0,85 | 0,8 |
| Полная мощность, МВА | 117,5 | 125 |
| Номинальное напряжение, кВ | 10,5 | 10,5 |
| Номинальный ток, А | 6475 | 6875 |
| Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е. | 0,191 | 0,192 |

При расчете токов короткого замыкания требуется знать параметры схемы замещения, которые определяются по ниже указанным формулам.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_H} \quad (26)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

S_H - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.об} = 1,22 \cdot X_{z.пр} \quad (27)$$

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (28)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии;

l – длина линии.

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, для КЛ – принимаем равным 4. Также для КЛ характерно соотношение R_0/R_1 равное 10.

5.2 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Для произведения расчетов в ПВК RastrWin3 требуется во вкладке Узлы/Несим/ИД указать все узлы, тип нейтрали для каждого узла, а также номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль помечается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, их значения сопротивления прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с

указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 35 – Узлы/Несим/ИД

| Тип | Номер | Название | U_ном |
|-----|-------|---------------------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| у | 11 | АТЭЦ 110 | 110 |
| у | 12 | АТЭЦ 220 | 220 |
| зак | 100 | Ноль (АТ - АТЭЦ) | 220 |
| у | 105 | Г-5 (АТЭЦ) | 10 |
| у | 106 | Г-6 (АТЭЦ) | 10 |
| у | 107 | Г-7 (АТЭЦ) | 10 |
| у | 108 | Г-8 (АТЭЦ) | 10 |
| у | 22 | ВТЭЦ 220 | 220 |
| у | 205 | Г-5 (ВТЭЦ-2) | 10 |
| у | 206 | Г-6 (ВТЭЦ-2) | 10 |
| у | 32 | ПС Владивосток 220 | 220 |
| у | 42 | ПС Зеленый угол 220 | 220 |
| у | 52 | ПС Волна 220 | 220 |
| зак | 500 | Ноль (АТ-1 Волна) | 220 |
| у | 51 | ПС Волна 110 | 110 |
| у | 61 | ПС Бурун 110 | 110 |
| зак | 610 | Тр-р Бурун 0 | 110 |
| у | 71 | ПС Чайка 110 | 110 |
| у | 81 | ПС Седанка 110 | 110 |
| у | 63 | ПС Бурун 35 | 35 |
| у | 93 | ПС Ипподром 35 | 35 |
| у | 1113 | ПС Академическая 35 | 35 |
| у | 1116 | ПС Академическая 6 | 6 |

Таблица 36 – Ветви/Несим/ИД

| Название | x | x0 | Кт/г |
|-------------------------------|-------|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| АТЭЦ 110 - Г-5 (АТЭЦ) | 12.3 | 12.3 | 0.091 |
| АТЭЦ 110 - Г-6 (АТЭЦ) | 12.3 | 12.3 | 0.091 |
| АТЭЦ 220 - Ноль (АТ - АТЭЦ) | 29.6 | 29.6 | 1 |
| Ноль (АТ - АТЭЦ) - АТЭЦ 110 | 0 | 0 | 0.5 |
| Ноль (АТ - АТЭЦ) - Г-7 (АТЭЦ) | 65.5 | 65.5 | 0.046 |
| АТЭЦ 220 - Г-8 (АТЭЦ) | 51.5 | 51.5 | 0.046 |
| ВТЭЦ 220 - Г-5 (ВТЭЦ-2) | 51.5 | 51.5 | 0.046 |
| ВТЭЦ 220 - Г-6 (ВТЭЦ-2) | 51.5 | 51.5 | 0.046 |
| АТЭЦ 220 - ВТЭЦ 220 | 29.99 | 89.97 | 0 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|-------|-------|-------|
| ПС Владивосток 220 - ПС Зеленый угол 220 | 27.84 | 83.52 | 0 |
| ПС Владивосток 220 - ПС Волна 220 | 23.01 | 69.03 | 0 |
| ВТЭЦ 220 - ПС Зеленый угол 220 | 1.21 | 3.63 | 0 |
| ПС Зеленый угол 220 - ПС Волна 220 | 1.62 | 4.86 | 0 |
| ПС Волна 220 - Ноль (АТ Волна) | 29.6 | 29.6 | 1 |
| Ноль (АТ Волна) - ПС Волна 110 | 0 | 0 | 0.5 |
| ПС Волна 110 - ПС Бурун 110 | 1.82 | 5.46 | 0 |
| ПС Бурун 110 - Тр-р Бурун 0 | 35.5 | 35.5 | 1 |
| Тр-р Бурун 0 - ПС Бурун 35 | 0 | 0 | 0.318 |
| ПС Волна 110 - ПС Чайка 110 | 3.39 | 10.17 | 0 |
| ПС Чайка 110 - ПС Седанка 110 | 3.16 | 9.48 | 0 |
| ПС Бурун 35 - ПС Академическая 35 | 1.15 | 3.45 | 0 |
| ПС Академическая 35 - ПС Ипподром 35 | 1.28 | 3.84 | 0 |
| ПС Академическая 35 - ПС Академическая 6 | 14.6 | 14.6 | 0.171 |

Таблица 37 – Генератор/Несим/ИД

| N | Название | N узла | x | x2 | E |
|---|----------|--------|-------|-------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | АТЭЦ Г-5 | 105 | 0.168 | 0.206 | 10.5 |
| 2 | АТЭЦ Г-6 | 106 | 0.168 | 0.206 | 10.5 |
| 3 | АТЭЦ Г-7 | 107 | 0.168 | 0.206 | 10.5 |
| 4 | АТЭЦ Г-8 | 108 | 0.168 | 0.206 | 10.5 |
| 5 | ВТЭЦ Г-5 | 205 | 0.169 | 0.207 | 10.5 |
| 6 | ВТЭЦ Г-6 | 206 | 0.169 | 0.207 | 10.5 |

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (29)$$

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

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}}, \quad (30)$$

где T_a – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 32.

Таблица 38 – Значения токов КЗ на шинах ПС Академическая

| Точка КЗ | $I_{ПО}^{(3)}$, кА | T_a | $i_{уд}$, кА |
|---------------------|---------------------|-------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ВН ПС Академическая | 7,23 | 0,01 | 13,987 |
| НН ПС Академическая | 12,92 | 0,01 | 24,996 |

Полученные значения токов КЗ используются в расчетах для выбора и проверки оборудования на ПС Академическая.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС Академическая ОРУ. К данной ПС подходит две линии 35 кВ. Выбранная схема ОРУ - № 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Данная схема применяется на проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок).

6.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются по таким параметрам как номинальное напряжение и номинальный ток. Проверка выключателя производится по отключающей способности, а также по динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Условия выбора выключателя следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (31)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (32)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (33)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов;

$I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (34)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}^{(3)}, \quad (35)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл.ном}$ - номинальный ток включения, кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} \geq i_{ат}; \quad (36)$$

где $i_{аном}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{ат}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по следующим формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (37)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (38)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{cз.min} + t_{св}; \quad (39)$$

где $t_{cз.min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты,
 $t_{cз.min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Если соблюдается условие $I_{откл.ном} \geq I_{ПТ}^{(3)}$, но $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}; \quad (40)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{ПО}^{(3)}; \quad (41)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (42)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (43)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, kA^2c ;

$I_{\text{тер}}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_K = I_{\text{П0}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (44)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.выкл}}, \quad (45)$$

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

$t_{\text{рз}}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи, с.

Максимальные рабочие токи рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (46)$$

$$I_{\text{max PУВН}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 35} = 177 \text{ A}.$$

Аналогично считаются токи для низкой стороны:

$$I_{\text{max PУНН}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1035 \text{ A}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 6 кВ. Для установки на шинах напряжением 35 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГБ-35-12,5/630 УХЛ. Выдерживает длительное воздействие напряжения 52 кВ и отключает токи нагрузки до 630 А. Может работать в широком диапазоне

климатических условий: от крайнего Севера до районов с тропическим климатом (от минус 60 °С до +55 °С).

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГБ-35-12,5/630 УХЛ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--|------------------------------------|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{max} = 177 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $I_{вкл.ном} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{П0} = 7,23 \text{ кА}$ | $I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$ |
| $I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{П0} = 7,23 \text{ кА}$ | $I_{откл.ном} \geq I_{П0}$, |
| $i_{дин} = 35 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 13,99 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |
| $I_{пр.сквоз} = 35 \text{ кА}$ | $I_{П0} = 7,23 \text{ кА}$ | $I_{пр.сквоз} \geq I_{П0}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 3,23^2 \cdot (2 + 0,045 + 0,01) = 107,42 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Б - баковый;

35 - напряжение номинальное, кВ;

12,5 - номинальный ток отключения, кА;

630 - номинальный ток, А;

УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Для распределительного устройства напряжением 6 кВ выбираем элегазовый выключатель LF3.

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя LF3

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ | $I_{max} = 1035 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{П0} = 12,92 \text{ кА}$ | $I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$ |
| $I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{П0} = 12,92 \text{ кА}$ | $I_{откл.ном} \geq I_{П0}$, |
| $i_{дин} = 81 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 25 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |

| | | |
|--|--|------------------------------------|
| $I_{пр.сквоз} = 81 \text{ кА}$ | $I_{П0} = 12,92 \text{ кА}$ | $I_{пр.сквоз} \geq I_{П0}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 12,92^2 \cdot (2 + 0,12 + 0,01) = 355,55 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

Выключатель проходит по всем требуемым параметрам.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Алгоритм выбора разъединителей аналогичен алгоритму выбора выключателей, однако проверка на отключающую способность для разъединителей не проводится, так как их не используют для коммутации цепей, находящихся под напряжением.

Выполним проверку разъединителя горизонтально-поворотного типа РГ–35/1000УХЛ1.

Таблица 41 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ–35/1000УХЛ1

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--|------------------------------------|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ | $I_{max} = 177 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $i_{дин} = 50 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 13,99 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |
| Главные ножи | | |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 107,42 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 107,42 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

Данный разъединитель проходит по всем требуемым параметрам.

6.4 Выбор ячеек КРУ

В качестве распределительного устройства 6 кВ выбираем КРУ серии С-410. Данные КРУ предназначены для приема и передачи электрической энергии переменного трёхфазного тока промышленной частоты 50 Гц и номинальным напряжением 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Отличительные особенности КРУ серии С-410:

- широкий выбор устанавливаемых в КРУ выключателей: VD4, SION, КВЭ/TEL, ВВУ-СЭЩ, EVOLIS, VF12, HD4, LF;
- широкий выбор устанавливаемых в КРУ измерительных трансформаторов напряжения и тока: НАМИТ, ЗНОЛП, ТРЈ, ТОЛ, ТЛО, ТОЛА, ТЛЩ, AS12, ТРУ;
- применение при изготовлении ячеек алюмоцинковых сборных металлоконструкций на болтовых соединениях;
- шкафы разделены на функциональные отсеки, каждый из которых оснащен отдельным каналом сброса избыточного давления;
- предусмотрены как односторонние, так и двухсторонние исполнения обслуживания ячеек;
- доступ в кабельный отсек осуществляется без выкатывания выключателя из ячейки;
- вкатывание/выкатывание выключателя из рабочего положения в контрольное и обратно осуществляется при закрытой двери отсека выключателя червячной передачей посредством съемной ручки, либо дистанционно посредством моторного электропривода или вручную;
- возможность установки в одном шкафу двух выкатных элементов: вакуумного выключателя в отсеке выключателя и измерительных трансформаторов напряжения в кабельном отсеке ячейки;
- наличие механической блокировки двери отсека кабельного присоединения и заземляющего разъединителя;
- наличие механической блокировки задней крышки ячейки и заземляющего разъединителя;
- простота монтажа и наладки обеспечиваются удобным доступом к местам крепления шкафов КРУ С-410, кабельных и шинных присоединений;
- поставка полного набора КРУ для нужд подстанции (ячейки, шинные мосты, шинные вводы, шкафы с трансформатором собственных нужд и т.д.).

Таблица 42 - Основные параметры шкафа КРУ серии С-410

| Параметры | Значения |
|--|------------------------------|
| 1 | 2 |
| Номинальное напряжение, кВ | 6; 10 |
| Номинальный ток сборных шин шкафов, А | от 630 до 4000 |
| Номинальный ток отключения, кА | 20; 25; 31,5; 40 |
| Электродинамическая стойкость, кА | 51; 81; 102 |
| Тип выключателя | LF3 |
| Тип привода к выключателю | Электромагнитный и пружинный |
| Номинальный ток сборных шин шкафов, А | 630, 1000, 1600 |
| Габариты шкафа, мм: ширина / глубина / высота | 1000/1350; 1500/2200; 2300 |
| Масса шкафа отходящей линии, кг | 950 – 1100 |

Сопоставление номинальных параметров КРУ С-410 с расчетными приведены в таблице 43.

Таблица 43 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ С-410

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|------------------------------------|
| $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_{ном}$ |
| $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ | $I_{max} = 1035 \text{ А}$ | $I_{max} \leq I_{ном}$ |
| $i_{дин} = 81 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 25 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 355,55 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

КРУ данной серии подходят для установки по всем параметрам.

6.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатором тока называют такое электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы

наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для деления цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТТ устанавливают во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и он обязателен к установке в цепи генератора даже без генераторного выключателя. От мощности генератора зависит количество комплектов ТТ в генераторной цепи.

ТТ выбирают по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Для установки выбираем трансформатор тока ТРГ-35УХЛ1.

В качестве основного прибора принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, multifunctional Меркурий 230 ART. Данные счетчики показывают на ЖК-индикаторе: значение потреблённой активной и реактивной электрической энергии по каждому тарифу (до четырёх) и сумму по всем тарифам с нарастающим итогом с точностью до сотых долей кВт·ч и кВар·ч; фазное напряжение и ток в каждой фазе; измеренное значение активной, реактивной и полной мощности как по каждой фазе, так и суммарную по трем фазам с индикацией квадранта, в котором находится вектор полной мощности.

Приборы, подключаемые к ТРГ-35УХЛ1 приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Приборы, подключаемые к ТРГ-35УХЛ1

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А по фазам | | |
|---------|-------------------|------------------------|---|------|
| | | А | В | С |
| Счетчик | Меркурий 230 ART2 | - | - | - |
| ИТОГО | | 10,0 | | 10,0 |

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (47)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПП} + r_K. \quad (48)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{ПП} = r_{2НОМ} - \sum r_{ПРИБ} - r_K, \quad (49)$$

где $r_{ПП}$ - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (50)$$

где $\sum S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным

$$R_K = 0,05 \text{ Ом}.$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПП} = 2 - 0,4 - 0,05 = 1,55 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (51)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 45.

Таблица 45 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

| U_H , кВ | l , м |
|------------|---------|
| 220 | 100-150 |
| 35 | 60-75 |
| 10 | 6-10 |

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,55} = 0,848 \text{ мм}^2.$$

Принимаем медный кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,4 + 0,375 + 0,05 = 0,825 \text{ Ом}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 46.

Таблица 46 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТРГ-35УХЛ1

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--|------------------------------------|
| $U_H = 35 \text{ кВ}$ | $U_H = 35 \text{ кВ}$ | $U_P \leq U_H$ |
| $I_H = 400 \text{ А}$ | $I_P = 177 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_2 = 0,825 \text{ Ом}$ | $Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2НОМ}$ |
| $I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$ | $I_{УД} = 12,92 \text{ кА}$ | $I_{УД} \leq I_{ДИН}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 107,42 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

Для КРУ 6 кВ выбираем трансформатор тока ТОЛК-6-1-2000/5 У2.

Приборы, подключаемые к данному ТТ приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Приборы, подключаемые к ТТ ТОЛК-6-1-2000/5 У2

| Прибор | Цепь | Тип | Нагрузка, В·А по фазам | | |
|------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|---|----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Ввод 6 кВ | Ртутный 230 ART2 | - | - | - |
| Варметр | | | | | |
| Ваттметр | | | | | |
| Счетчик АЭ | | | | | |
| Счетчик РЭ | | | | | |
| ИТОГО | | | | | |
| Амперметр | Секционный выключатель | Ртутный 230 ART2 | 10 | - | 10 |
| Итого | | | | | |
| Амперметр | На отходящих линиях 6 кВ | Ртутный 230 ART2 | - | - | - |
| Счетчик АЭ | | | | | |
| Счетчик РЭ | | | | | |
| ИТОГО | | | | | |

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТОЛК-6-1-2000/5 У2

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--|------------------------------------|
| $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_P \leq U_H$ |
| $I_H = 2000 \text{ А}$ | $I_P = 1035 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_2 = 1,225 \text{ Ом}$ | $Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2НОМ}$ |
| $I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$ | $I_{УД} = 25 \text{ кА}$ | $I_{УД} \leq I_{ДИН}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K = 355,55 \text{ кА}^2 / \text{с}$ | $B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

6.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [20].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 49.

Таблица 49 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

| Прибор | Тип | Кол-во приборов | Мощность катушки, В·А | Кол-во катушек | Суммарная мощность катушки, В·А |
|------------|-------------------|-----------------|-----------------------|----------------|---------------------------------|
| Вольтметр | Меркурий 230 ART2 | 1 | 4 | 1 | 4 |
| Ваттметр | | 1 | 5 | 2 | 10 |
| Варметр | | 1 | 5 | 2 | 10 |
| Счетчик АЭ | | 3 | 0,1 | 2 | 0,6 |
| Счетчик РЭ | | | | | |
| Итого | | | | | 24,6 |

В РУ 35 кВ устанавливаем НОЛ-35-1УХЛ1. Сравнение параметров приведено в таблице 50.

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НОЛ-35-1УХЛ1.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--------------------------|-------------------------|-------------------|
| $U_{HT} = 35 \text{ кВ}$ | $U_H = 35 \text{ кВ}$ | $U_{HT} \geq U_H$ |
| $S_H = 50 \text{ ВА}$ | $S_P = 24,6 \text{ ВА}$ | $S_H \geq S_P$ |

На стороне 6 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИТ-6. Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты укажем в таблице 51.

Таблица 51 – Вторичная нагрузка ТН на НН

| Прибор | Тип | Кол-во приборов | Мощность катушки, В·А | Количество катушек | Суммарная мощность катушки, В·А |
|------------|-------------------|-----------------|-----------------------|--------------------|---------------------------------|
| Вольтметр | Меркурий 230 ART2 | 1 | 4 | 1 | 4 |
| Ваттметр | | 1 | 5 | 2 | 10 |
| Варметр | | 1 | 5 | 2 | 10 |
| Счетчик АЭ | | 6 | 0,1 | 2 | 1,2 |
| Счетчик РЭ | | | | | |
| Итого | | | | | 25,2 |

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 52.

Таблица 52 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИТ-6

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------------|-------------------------|-------------------|
| $U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{HT} \geq U_H$ |
| $S_H = 30 \text{ ВА}$ | $S_P = 25,2 \text{ ВА}$ | $S_H \geq S_P$ |

6.7 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим междуфазным расстоянием. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. На данных расстояниях силы междуфазных взаимодействий малы, исходя из этого расчетом электродинамического действия для гибких шин пренебрегают. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, образуя схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при и провода ВЛ при величине тока КЗ от 20 кА.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}. \quad (52)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

35 кВ – АС-95/16, так как $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$ превышает $I_{\text{макс}} = 177 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля E_0 , при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{эквпр}}}} \right), \quad (53)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82;

$r_{\text{эквпр}}$ - радиус провода (см), для проводов АС – 95/16 он равен 0.675 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,89 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода E определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{эквпр}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эквпр}}}}, \quad (54)$$

где U - номинальное напряжение (кВ);

$D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое междуфазное расстояние.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (55)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 35 кВ данное расстояние равно 2,5 м.

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,678 \cdot \lg \left(\frac{1,26 \cdot 250}{0,675} \right)} = 6,85 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

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

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (56)$$

$$1,07 \cdot 6,85 \leq 0,9 \cdot 33,89$$

$$7,33 \leq 30,501$$

Условие выполняется.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, схематичное изображение показано на рисунке 8.

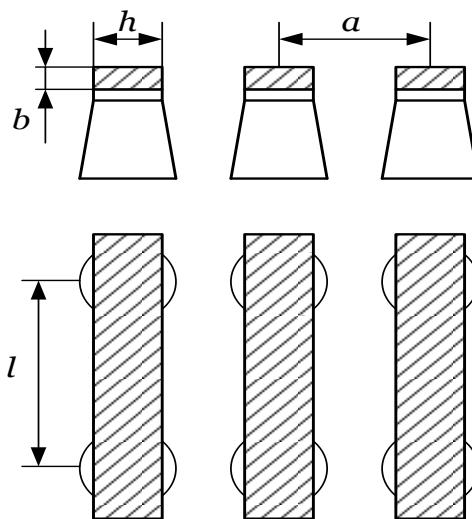


Рисунок 8 – Жесткая ошиновка РУ 6 кВ

По допустимому току выбираем сечение шин. Примем к установке однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения $12 \times 103 \text{ мм}^2$, марки АДЗ1 из алюминиевого сплава; $I_{дон} = 1972 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{max} = 1035 \text{ А}$
 $A \leq I_{дон} = 1972 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^3 :

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (57)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, kA^2c ;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $90 \text{ A} \cdot \text{c}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{74,65 \cdot 10^3}}{90} = 96 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,8 \text{ м} \quad (58)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ С-410 данное расстояние 0,5 м;

J - момент инерции шины, который находится по формуле, м^4 :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (59)$$

$$J = \frac{1,2 \cdot 10,3^3}{12} = 10,61 \text{ см}^4,$$

q - поперечное сечение шины, равное 1228 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (60)$$

где $W = \frac{1,2 \cdot 10,3^2}{6} = 21,22$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 ;

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11450^2 \cdot 0,5^2}{21,22 \cdot 0,25} = 10,7 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если выполняется условие:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (61)$$

Данные расчетов приведены в таблице 53.

Таблица 47 – Выбор жёстких шин 6 кВ

| Расчётные данные | Справочные данные | Условия выбора |
|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| $I_{max} = 1035 \text{ А}$ | $I_{доп} = 1972 \text{ А}$ | $I_{доп} \geq I_{max}$ |
| $\sigma_{расч} = 10,7 \text{ МПа}$ | $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ | $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ |
| $q_{min} = 96 \text{ мм}^2$ | $q = 1228 \text{ мм}^2$ | $q \geq q_{min}$ |

Как видно из таблицы, все условия соблюдены, следовательно выбранные шины подлежат установке.

6.8 Выбор и проверка опорных изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанной в паспортных данных изоляторов. [14]

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (62)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (63)$$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК-20-35УХЛ1 с $F_{доп} = 12000$ Н. Данные изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций переменного тока напряжением до 35 кВ. В качестве элемента, воспринимающего механические нагрузки, в изоляторах используется высокопрочный стеклопластиковый стержень, соизмеримый по прочности с легированными конструкционными сталями.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н.} \quad (64)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{11450^2}{2,5} \cdot 0,5 \cdot 1,01 \cdot 10^{-7} = 45,87 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$45,87 < 12000 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор имеет достаточно большой запас прочности и принимается к установке в ОРУ 35 кВ.

Выбор проходных изоляторов на 6 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование: $I_{max} \leq I_{ном}$. Выбираем проходные изоляторы марки ИШПУ-6/2000-30 УХЛ1 с $F_{разр} = 30000$ Н.

Параметры данных изоляторов сведены в таблицу 54.

Таблица 54 – Выбор проходных изоляторов 6 кВ

| Расчётные данные | Справочные данные | Условия выбора |
|--------------------|---------------------|-------------------------|
| $U_p = 6$ кВ | $U_H = 6$ кВ | $U_H \geq U_p$ |
| $F_{расч} = 46$ Н | $F_{доп} = 24000$ Н | $F_{доп} \geq F_{расч}$ |
| $I_{max} = 1035$ А | $I_{ном} = 2000$ А | $I_{ном} \geq I_{max}$ |

Таким образом, был проведен выбор изоляторов как для ОРУ 35 кВ, так и для КРУ 6 кВ.

6.9 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН используют для защиты изоляции электрооборудования в энергетических сетях и системах от внутренних и грозовых перенапряжений. Конструктивно ОПН представляет собой последовательно соединенные варисторы. По сравнению с разрядниками ОПН более функциональны, т.к. допускают возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных, а также имеют меньшие габариты, что позволяет их применять как опорные изоляционные колонны.

Выбор ОПН производится в следующем порядке:

- 1) Предварительный выбор определенного типа ОПН;
- 2) Выполнение проверки по некоторым условиям, после которой принимается решение о пригодности установки выбранного ОПН.

Основным условием обеспечения безотказной работы ОПН является длительное рабочее напряжение электроустановки. Напряжение на ПС (на отправном конце линии) не должно превышать $1,2 U_{ном}$ для сетей напряжением до 35 кВ, $1,15 U_{ном}$ для сетей напряжением 35 – 220 кВ, $1,1 U_{ном}$ для сетей 330 кВ и $1,05 U_{ном}$ для сетей 500 кВ и выше.

При предварительно выбранной величине напряжения частотой 50 Гц, длительно воздействующей на ОПН, следует учитывать, что в сетях с изолированной нейтралью, при КЗ на землю одной из фаз, на двух неповреждённых фазах вырастает величина линейного напряжения. В сетях с глухозаземлённой нейтралью сопротивления прямой и нулевой последовательности, как правило, отличаются не более, чем в 3 раза, поэтому при замыканиях одной из фаз на землю на неповрежденных фазах напряжение не превышает $1,4 U_{\phi}$. Однако в ряде случаев и в этих сетях из-за "потери нуля" напряжение на ОПН может быть более $1,4 U$ вплоть до $1,7 U_{\phi}$.

Через варистор или ограничитель перенапряжений, нацеленные на определённую величину длительного напряжения, проходит активный ток, не

нарушающий тепловой баланс. За счет этого сокращается длительность воздействия, что позволяет увеличить величину допустимого напряжения.

Импульсный ток, проходящий через варисторы, является одним из ведущих параметров при выборе ограничителя перенапряжения.

Выбор ограничителей перенапряжения.

Основные критерии, по которым производится выбор ОПН:

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

Далее производим выбор и проверку ОПН на стороне 35 кВ.

Выбираем для установки ОПН марки ОПНп-35/550/40,5-10-III-УХЛ1.

Для нахождения расчетной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать значение максимально допустимого напряжения $U_{нр}$ на нем. Определяется данная величина по формуле:

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} \quad (65)$$

$$U_{н.р.} = \frac{1,2 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 24,249 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия РЗ) равно – 0,5 сек. В связи с этим предусмотрен коэффициент K_B , учитывающий рост значения допустимого напряжения путём уменьшения кратности воздействия на ОПН по условию теплового баланса.

Определяется данный коэффициент по кривым вида равен $K_B = f(\tau)$ (см. рисунок 15). Считаем время повреждения равным 0,5 сек. Следовательно, исходя из графика принимаем коэффициент K_B равным 1,45.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ОПН равна:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} \quad (66)$$

$$U_{н.р.} = \frac{24,249}{1,45} = 16,723 \text{ кВ.}$$

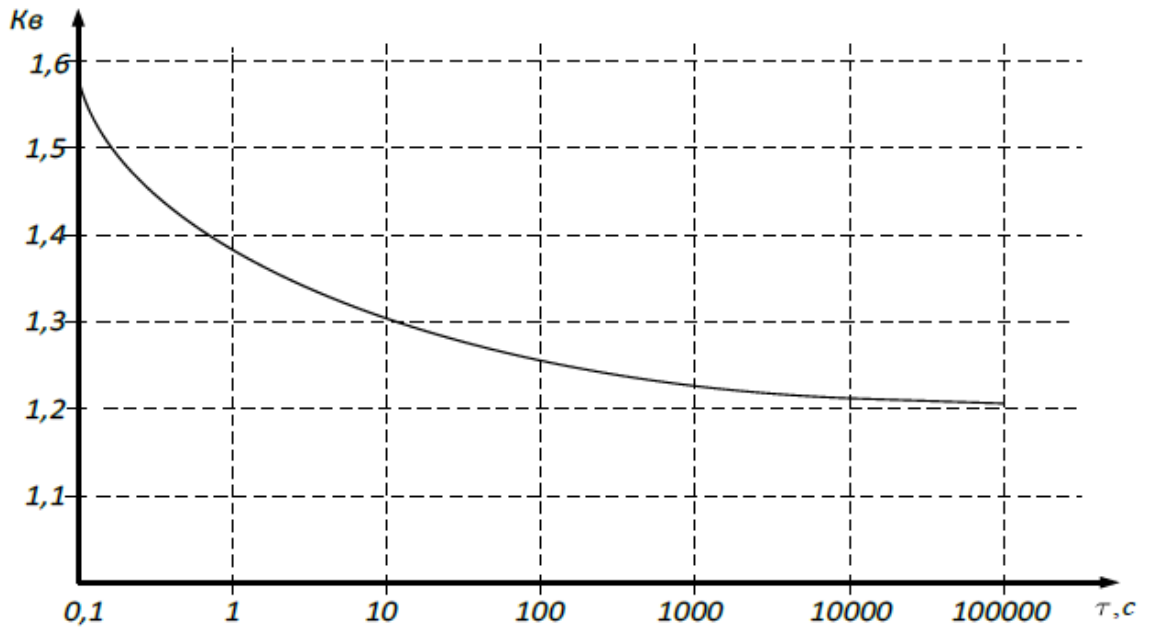


Рисунок 15 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

При выборе ОПН учитывается энергия, поглощаемая ограничителем, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост.}}{z} \cdot U_{ост.} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (67)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения;

$U_{ост.}$ - остающееся напряжение на ОПН, 96,4 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление линии, 395 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (68)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

Таким образом, поглощаемая энергия равна:

$$\mathcal{E} = \frac{(122,5 - 96,4)}{395} \cdot 96,4 \cdot 2 \cdot 7,94 = 101,15 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}} \quad (69)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{101,15}{35} = 2,89 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная теплоемкость выбранного ОПН 3,24 кДж/кВ, что больше рассчитанного значения, следовательно, данный ОПН подлежит установке.

Производим выбор ОПН на стороне 6 кВ ОПН-6/7,2/10/1 УХЛ1.

Расчетная величина рабочего напряжения:

$$U_{\text{н.р.}} = \frac{1,2 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 4,157 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ОПН:

$$U_{\text{р.н.р.}} = \frac{4,157}{1,45} = 2,867 \text{ кВ.}$$

Поглощаемая ограничителем энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(21 - 19,1)}{395} \cdot 19,1 \cdot 2 \cdot 7,94 = 1,46 \text{ кДж}$$

Удельная теплоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{1,46}{6} = 0,24 \text{ кДж/кВ.}$$

Удельная теплоемкость выбранного ОПН 2 кДж/кВ, что больше рассчитанного значения, следовательно, данный ОПН подлежит установке.

6.10 Выбор и проверка ТСН

Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 55.

Таблица 55 – Потребители СН

| Нагрузка | P, кВт | cos (φ) | tg (φ) | Q, Квар |
|---|--------|---------|--------|---------|
| Система охлаждения | 1 | 0,85 | 0,62 | 0,6 |
| Подогрев выключателей и приводов 35 кВ | 8,8 | 0,95 | 0,33 | 2,9 |
| Подогрев шкафов КРУ 6 кВ | 15 | 0,95 | 0,33 | 5,6 |
| Подогрев приводов разъединителей | 6,6 | 0,95 | 0,33 | 2,2 |
| Подогрев релейного шкафа | 2 | 0,95 | 0,33 | 0,7 |
| Освещение, отопление, вентиляция КРУ 6 кВ | 7 | 0,9 | 0,48 | 3,4 |
| Освещение ОРУ 35 кВ | 10 | 0,95 | 0,33 | 3,9 |
| Маслохозяйство | 80 | 0,85 | 0,62 | 46,5 |
| Всего | 130,4 | | | 65,8 |

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (70)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8[15];

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

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{130,4^2 + 65,8^2} = 116,8 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (71)$$

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

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{116,8}{0,7 \cdot 2} = 83,43 \text{ кВА}$$

Примем к установке трансформатор ТМ 100/6.

6.11 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходимо установить постоянный ток с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, аварийного освещения, автоматики, а также для электроснабжения важнейших механизмов собственных нужд, которые необходимы для обеспечения сохранения оборудования в работоспособном состоянии (уплотнений вала, маслонасосы смазки).

Получающих питание от аккумуляторной батареи, потребители энергии, можно разделить на три группы:

- кратковременная нагрузка;
- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка.

Обычно, аккумуляторные батареи используют в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

При этом напряжение на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а в конце полного разряда допустимое напряжение в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Токи разряда по данным научного – исследовательского аккумуляторного института в данном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10⁰ С – 21 А, при 25⁰ С – 25А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (72)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах, принимаем $U_{ш} = 230\text{В}$;

$U_{\text{ПА}}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В)

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\text{min}} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

По формуле ниже выбирается типовой номер батареи N :

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (73)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/ N , приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Рассчитанный номер округлим до ближайшего большего типового номера.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда по формуле, А:

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(35)} + I_{\text{выкл}(6)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}} \quad (74)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ А}$$

Тогда, типовой набор батареи:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11_{\text{шт.}}$$

Выбранный аккумулятор проверим по наибольшему толчковому току по неравенству, указанному ниже:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (75)$$

$$I_{T \max} = I_{AB} + I_{np}, \quad (76)$$

где I_{np} - ток, который потребляется электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима, равный 20 А.

$$I_{T \max} = 250 + 20 = 270 \text{ А}$$

Тогда получим, что данное условие выполняется:

$$506 \geq 217,$$

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию, В:

$$U \geq 2,15 \cdot n_0 \quad (77)$$

$$U \geq 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда, А:

$$I_A \geq 5 \cdot N + I_{II} \quad (78)$$

где I_{II} - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_A \geq 5 \cdot 11 + 20 = 75 \text{ А}$$

Определяем напряжение в конце заряда, В:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (79)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot 130 = 375,5 \text{ В}$$

Выбираем аккумуляторные батареи марки СК-1-12,5x1.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС АКАДЕМИЧЕСКАЯ

7.1 Конструктивное исполнение заземления подстанции и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Существует несколько видов заземлений: защитное, рабочее, заземление молниезащиты, каждый из видов имеет собственное предназначение.

Защитное заземление используется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все части электроустановок, выполненные из металла и не находящиеся под напряжением в нормальном режиме работы, но способные оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции, в обязательном порядке должны быть заземлены.

Рабочее заземление разработано для обеспечения бесперебойной работы электрооборудования. К данному виду заземления относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты обеспечивает отвод тока протекающего вследствие удара молнии. Как правило, для выполнения всех типов заземления применяется одно заземляющее устройство.

Заземление на ПС представляет собой сетку, включающую горизонтальные заземлители, со стороной квадрата сетки кратной шести метров. В узлах сетки установлены вертикальные заземлители. Сетка закапывается в землю на глубину около полуметра, не затрагивая фундамент электроустановок. Вертикальные заземлители изготавливаются из прутковой стали диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Выполним расчет заземления ОРУ 35 кВ ПС Академическая.

Контур сетки заземления помещается на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, с целью того, чтобы человек при соприкосновении с электроустановкой не мог находиться за пределами контура.

Площадь контура заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (80)$$

где A и B – ширина и длина территории подлежащей установке контура заземления, м.

$$S = (43,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (19,5 + 2 \cdot 1,5) = 1046,25 \text{ м}^2.$$

Диаметр проводников в сетке заземлителя принимается равным $d = 10$ мм.

Далее требуется проверить сечение проводников по механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (81)$$

где R – радиус используемых проводников, мм.

$$F_{M.П.} = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка проводников на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (82)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ;

β - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{T.C.} = 35,26 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводников проверяется на коррозионную стойкость:

$$F_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (83)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за период службы, равный 20 годам.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (84)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,932$$

$$F_{кор.} = \pi \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 32,01 \text{ мм}^2.$$

При выборе проводников должно выполняться условие:

$$F_{M.II.} \geq F_{\min} \geq F_{кор.} + F_{T.C.} \quad (85)$$

$$F_{M.II.} = 78,5 \geq F_{\min} = 67,27.$$

Условие выполняется, следовательно, увеличение диаметра проводника не требуется.

Расстояние между полосами сетки принимается равным $l_{n-n} = 6$ м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (86)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 1046,25}{6} = 348,75 \text{ м.}$$

Вычисляем длину горизонтальных полос заземлителя при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной \sqrt{S}

В данном случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (87)$$

$$m = 4,39$$

Принимаем $m = 5$

Длина горизонтальных полос проектируемой модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (88)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1046,25} \cdot (5+1) = 388,15 \text{ м.}$$

Далее вычисляется количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (89)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, принимается равным 6 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 21,56.$$

Принимаем: $n_g = 22$.

Далее рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g + l_g} \right), \quad (90)$$

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

A – параметр, зависящий от соотношения l_g / \sqrt{S} .

$l_g / \sqrt{S} = 5 / \sqrt{1046,25} = 0,155$, следовательно $A = 0,2$.

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1Э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (91)$$

где $h_{13} = l_B + h_3 = 5 + 2 = 7$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 50$ Ом·м, $h_1 = 0,6$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (почва);

$\rho_2 = 60$ Ом·м, $h_2 = 4$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси водоносные).

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{7}{\frac{0,6}{50} + \frac{4}{60}} = 40,384 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Следовательно, стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R = 40,384 \cdot \left(\frac{0,2}{\sqrt{1046,25}} + \frac{1}{388,15 + 22 + 5} \right) = 0,347 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (92)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1046,25}}{(40,384 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,172$$

Полное импульсное сопротивление грунтов равно:

$$R_{\text{и}} = R \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (93)$$

$$R_{\text{и.1}} = 0,347 \cdot 1,172 = 0,407 \text{ Ом}.$$

В соответствии с требованиями ПУЭ, сопротивление подстанции не должно превышать 0,5 Ом [14]. В данном случае требование выполняется.

7.2 Расчет молниезащиты ПС Академическая

Любое здание и сооружение должно защищаться в соответствии с типом зоны защиты и категориями устройства молниезащиты, которое зависит от

назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год. С помощью молниеотводов, защита от прямых ударов молнии проектируется различных типов: сетчатых, комбинированных, стержневых, тросовых. Чаще используются стержневые молниеотводы [19].

Действие молниеотвода заключается в том, что молния поражает высоко и надежно заземленные металлические сооружения. Из-за этого защищаемое сооружение, более низкое, чем молниеотвод по высоте, и не будет поражаться молнией, если оно будет полностью находиться в зоне защиты молниеотвода. Зона защиты молниеотвода – это пространство вокруг молниеотвода, которое обеспечивает защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Поверхность зоны защиты обладающая постоянной и минимальной по величине степенью надежности; по глубине продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Степень надежности зоны защиты типа А обладает 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчетом молниезащиты является к определению границ зоны действия молниеотводов. Она представляет пространство, защищенное от прямых ударов молнии. Зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м определяет собой круговой конус, который зависит от типа зоны защиты соответствует следующим габаритам:

Существует два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Используют тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы для защит от прямых ударов молнии, а также сетки молниезащитные и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, ОРУ-35 кВ. Расчет приведен в приложении Б.

В результате проведенного расчета и соответствующих графических построений (лист графической части б) система молниеотводов полностью защищает территорию подстанции на уровне земли от прямых ударов молнии. На высотах 10,9 метров все элементы на подстанции будут расположены внутри выбранных зон защиты.

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

7.3 Анализ грозоупорности ОРУ 35 кВ

Любые электроустановки, применяются для генерации, передаче или распределении электроэнергии, имеют изоляцию которая подходит ее номинальному напряжению. Приложенное к установке, рабочее напряжение, может несколько отличаться от номинального.

Превышением напряжения больше чем наибольшее рабочее называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяют на внутренние и внешние (грозовые) перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку или вблизи нее могут быть причиной грозовых перенапряжений [19].

Подробный расчет грозоупорности ПС Академическая приведен в приложении Б.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейной защитой называют комплекс автоматических устройств, которые предназначены для мгновенного определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Организация процессов средств релейной защиты осуществляется по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) создает постоянный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагируют на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений устройства релейной защиты выявляют повреждённый участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на определенные силовые выключатели, которые предназначены для размыкания токов короткого замыкания.

Основным видом электрической автоматики является релейная защита, без которой не может быть осуществима нормальная работа энергосистем.

Раньше для защиты оборудования на подстанциях использовались только устройства РЗиА электромеханического типа, которые состоят из реле электромеханического принципа работы. Сейчас активно используют устройства РЗиА на микропроцессорной основе, старые электромеханические реле используют все реже и реже [18].

В данном дипломном для проектируемой ПС проекте установлены и рассмотрены новые комплекты микропроцессорных защит. Достоинства современных устройств РЗиА:

1. Контролируемость;
2. Высокая точность;
3. Память.
4. Компактность;

Главные комплексы защит, установленные для линии 35 кВ и трансформаторные подстанций с двухсторонним питанием. Для защит линий применяют нижеуказанные виды защит:

- Трехфазное АПВ;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- Дистанционная защита;
- Улавливание синхронизма, контроль напряжения.

В работе применяется микропроцессорная защита, это значит, что все вышеуказанные виды защит расположены в одном комплекте защиты.

Далее необходимо установить устройства защиты трансформатора. В качестве примера будет выполнена релейная защита трансформатора.

Следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы при проектировании релейной защиты трансформатора, к которым относятся:

- а) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- б) многофазных замыканий на выводах и в обмотках;
- в) витковых замыканий в обмотках;
- г) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- д) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- е) понижения уровня масла;
- з) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции Причал, выбран шкаф защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, который включает в себя:

- Защита дифференциальная трансформатора с торможением;
- Газовая защита устройства РПН;
- Газовая защита трансформатора;
- Максимальная токовая защита;

- Защита от перегрузки.

Обычно, одновременно срабатывают не все виды защит. То, в данной ВКР трансформатор будет защищаться максимальной токовой защитой, газовой защитой трансформатора и защитой от перегрузки.

8.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Академическая

На подстанции силовые трансформаторы защищаются шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

На базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и реализован БЭ2704.ШЭ2607 148. Он необходим для выполнения функций резервной и основной защитой, автоматика двухобмоточных трансформаторов, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ [18].

8.2.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора

Данные трансформатора:

Напряжение обмотки НН: $U_{НОМ.НН} = 6,3$ кВ.

Напряжение обмотки ВН: $U_{НОМ.ВН} = 36,75$ кВ;

Токи первичных обмоток номинального защищаемого трансформатора тока для ВН и НН – 350 и 2000 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{350}{5} = 70,$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Номинальная мощность стороны ВН принимается на 0,1 больше, тогда:

$$S_{НОМ.ВН} = 10000,1; S_{НОМ.НН} = 10000$$

Со стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 35} = 157,104 \text{ А},$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,439 \text{ А}.$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (98)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{157,104}{70} = 2,244 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \leq 4$$

где $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,244}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}}, \quad (99)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{916,429}{400} = 2,291 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.НН}}}{I_{\text{НОМ.Т.НН}}} \leq 4$$

где $I_{НОМ.Т.НН}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,291}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{НОМ.ОПОРНОЕ} = 157,104 \text{ А.}$$

8.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Резервирование защит присоединения МТЗ НН, отходящее от секции НН, а МТЗ ВН резервирующее также основные защиты. Комбинированного пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключаемый к ТН со стороны СН и НН. Эту часть возможно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.

Срабатывания максимального измерительного органа тока, расчет параметров

1. МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки при учете, что происходит самозапуска двигательной нагрузки и определяется по выражению:

$$I_{СЗ.ВН} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{СЗП}}{K_B} I_{НАГР.МАХ.ВН}, \quad (100)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{СЗП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В первоначальных расчетах, а также при отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

K_B – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 157,104$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 157,104 = 396,894 \text{ А};$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{СЗ.ПРЕД}}, \quad (101)$$

где $I_{\text{СЗ.ПРЕД}}$ – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения, который равен отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{УСТАН.ЗАЩ}}}{I_{\text{СМЕЖ}}}, \quad (102)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{7558,5} = 0,076,$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ВН-НН}}}{I_{\text{СЗ.ВН}}}, \quad (103)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{409,64} = 1,393 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается $I_{\text{СЗ.ВН}} = 500$

А.

2. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{т.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (104)$$

где $K_{\text{т.ВН-НН}}$ – коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ А}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} \quad (105)$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 916,387 = 2315 \text{ А}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 2316 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{\text{СЗ.НН}}}, \quad (106)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7558,5}{2316} = 3,263 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 2316 А.

8.2.3 Защита от перегрузки

В трансформаторах от перегрузки в течении длительного времени. Поэтому оперативного персонала при защите от перегрузок трансформаторов действует на сигнал. При его отсутствиях на объектах, контроля над перегрузками трансформаторов осуществляются с помощью телемеханик. Защитой от перегрузок на объектах без постоянного дежурного персонала может работать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защит от перегрузки согласны ПУЭ устанавливается на трансформаторе мощностью 0,4 МВт и более. Защита от

перегрузок при симметричных нагрузках может осуществляться реле, который устанавливают в одной фазе [5].

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или краевых бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (107)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 157,104 А;

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 157,104 = 173,64 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 174 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $T_{\text{СЗ}} = 9,5 \text{ с}$.

1. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}; \quad (108)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 157,104 = 916,387 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}};$$

$$I_{\text{сз.нн}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 916,387 = 1012,848 \text{ А.}$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{сз.нн}} = 1013 \text{ А;}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $T_{\text{сз}} = 9,5 \text{ с.}$

8.2.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применяется газовая защита является обязательной на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным [5].

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не

могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождается местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [5].

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

Первая ступень ГЗ срабатывает при малом выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

При большом выделении газа срабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту

запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

8.3 Автоматика на ПС Академическая

На ПС выбран объем автоматизированного управления, описанный ниже:

- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 6 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- работа отопления зданий;
- включение и отключение силовых трансформаторов 35/6 кВ, линий 6 кВ.

Со щита постоянного тока осуществляется электропитание систем управления и автоматики.

Сигнализация на ПС предусмотрена в ниже приведенном объеме:

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
- световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:
 - резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.
 - основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вариант реконструкции электрических сетей напряжением 35-110 кВ в районе ПС Седанка Приморских электрических сетей.

В данном разделе рассмотрены основные правила техники безопасности при строительных работах и эксплуатации подстанций и кабельных линий.

Особое внимание необходимо обратить на воздействие, вызванное повышением трансформаторной мощности на ПС Академическая. Также подлежат рассмотрению возможные чрезвычайные ситуации на электроэнергетических объектах, их классификация и оценка.

9.1 Безопасность

Безопасностью называют такое состояние деятельности, при котором с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Под этим термином подразумевается комплексная система мер по защите среды обитания и человека от опасностей сформированных какой-либо деятельностью.

Производственный фактор называют опасным, если его воздействие на работающего человека при определенных условиях может привести к травме, либо к резкому ухудшению состояния здоровья.

9.1.1 Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок [17]:

- оперативное обслуживание и осмотр электроустановок выполняется работниками субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), уполномоченными субъектом электроэнергетики на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудования и устройств релейной защиты и автоматики при осуществлении

оперативно-технологического управления, в том числе с использованием средств дистанционного управления;

- в электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее - группа) IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановок, а также число работников из числа оперативного персонала в смене устанавливается руководством организации или обособленного подразделения;

- при оперативном обслуживании, осмотрах электроустановок, а также выполнении работ в электроустановках не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвижных лестниц с механическим приводом и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояния установленные Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок;

- единоличный осмотр электроустановки, а также электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу не ниже III, эксплуатирующий данную электроустановку и находящийся на дежурстве.

9.1.2 Требования безопасности при производстве работ на кабельных линиях:

- земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих

коммуникаций (соответственно). При производстве земляных работ вблизи этих сооружений и в охранной зоне коммуникаций необходимо выполнять условия работ, предписанные указанными предприятиями - владельцами коммуникаций;

- место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено с учетом требований действующих норм и правил в строительстве. На ограждении должны размещаться предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время - сигнальное освещение;

- при обнаружении во время производства земляных работ неотмеченных на планах и схемах кабелей, трубопроводов, подземных сооружений необходимо приостановить работы до выяснения характера обнаруженных сооружений или предметов и получения соответствующего разрешения и поставить в известность ответственного руководителя работ;

- перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты;

- в грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м - в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м - в супесях; 1,5 м - в суглинках и глинах. В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск рабочих в траншеи не разрешается. В местах траншеи, где необходимо пребывание рабочих, должны быть устроены крепления или выполнены откосы. Разработка мерзлого грунта (кроме сыпучего) допускается без креплений на глубину промерзания;

- работы в подземных кабельных сооружениях, а также их осмотр со спуском в них должны выполняться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых - страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена визуальная и/или голосовая связь. Производитель работ должен иметь группу IV;

- перед допуском к работам и проведением осмотра в туннелях устройства защиты от пожара в них должны быть переведены с автоматического действия на дистанционное управление и на ключе управления должен быть вывешен плакат "Не включать! Работают люди".

9.1.3 ТБ при обслуживании масляных трансформаторов:

- перед приближением к работающему силовому электроустройству следует убедиться в его исправности: отсутствие видимых повреждений, посторонних шумов, течи масла, разрядов на изоляторах и пр.;

- работающая или находящаяся на этапе испытаний установка должна иметь обязательное заземление масляных баков;

- осмотр трансформатора допускается осуществлять строго со специальных площадок, обустроенных на лестницах; ходить по крышке бака или класть на неё инструмент категорически запрещено;

- следует с осторожностью выполнять работы вблизи предохранительных клапанов или выхлопных труб, обеспечивающих выброса масла;

- для замыкания вторичных обмоток допускается использовать только специально предусмотренные для этих целей перемычки;

- отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора;

- работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ;

- перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена

достаточная вентиляция бака с содержанием кислорода в воздухе внутри бака не менее 20 %;

- работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лямого предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

9.2 Экологичность

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума в населенных местах. В зависимости от класса напряжения и мощности трансформаторов применяются следующие типы систем охлаждения:

- система охлаждения Д - с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;
- системы охлаждения ДЦ и НДЦ - с принудительной циркуляцией воздуха и масла;
- система охлаждения М - с естественной циркуляцией воздуха и масла;
- системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ - с принудительной циркуляцией воды и масла.

На ПС Академическая устанавливаются 2 трансформатора ТДН– 10000/35. Система охлаждения типа Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла. Для трансформаторов с подобной системой охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- магнитострикционный эффект;
- силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Для снижения уровня электромагнитных шумов используются виброизоляторы, препятствующие передаче вибраций от сердечника трансформатора к стенкам бака.

Аэродинамический шум возникает при движении потоков воздуха, вызванным работой системы вентиляции. Снижение уровня аэродинамического шум возможно выполнить при использовании малошумных вентиляторов, а также при установке звукопоглотителей.

При увеличении трансформаторной мощности на ПС требуется определить уровень шума, создаваемый трансформаторами и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. При превышении нормативного уровня шума необходима разработка мероприятий по снижению уровня шума. Исходные данные приведены в таблице 56.

Таблица 56 - Исходные данные

| Количество трансформаторов, N | Тип системы охлаждения | Типовая мощность трансформатора, МВ*А | Класс напряжения, кВ | Тип территории |
|-------------------------------|---|---------------------------------------|----------------------|---|
| 2 | Система охлаждения типа Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла | 10 | 35 | Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам |

1. Допустимый уровень шума определяется типом территории, прилегающей к ПС. В расчетах принимаются наиболее строгие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Для территорий, прилегающих к жилым домам допустимый уровень шума равен 45 дБА.

2. Для определения шумовых характеристик источника шума воспользуемся ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте указаны

корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, вида системы охлаждения и класса напряжения. В качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора приняты корректированные уровни звуковой мощности [2].

Для трансформатора ТДН– 10000/35 (система охлаждения вида Д, $S_{\text{ном}} = 10$ МВА, $U_{\text{ном}} = 110$ кВ) корректированный уровень звуковой мощности составляет:

$$L_{WA} = 87 \text{ дБА.}$$

3. Определяем наименьшее допустимое расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Если источник шума имеет показатель направленности равный 1, и его корректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любом положении полусферы радиусом R уровень шума который исходит из источника будет равным L_A (см. рисунок 10).

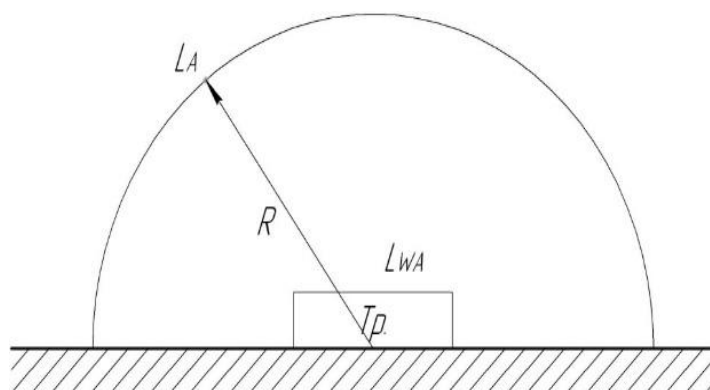


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

В данном случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \tag{108}$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из данной формулы уровень шума на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) определяется по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (109)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС смонтированы 2 трансформатора, расположенные относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 11. Известно расстояние между трансформаторами: $l = 5$ м. Расстояния R_1 и R_2 от каждого из трансформаторов до ближайших жилых домов неизвестны, но известно расстояние от ПС Академическая до ближайших жилых домов $R = 360$ м.

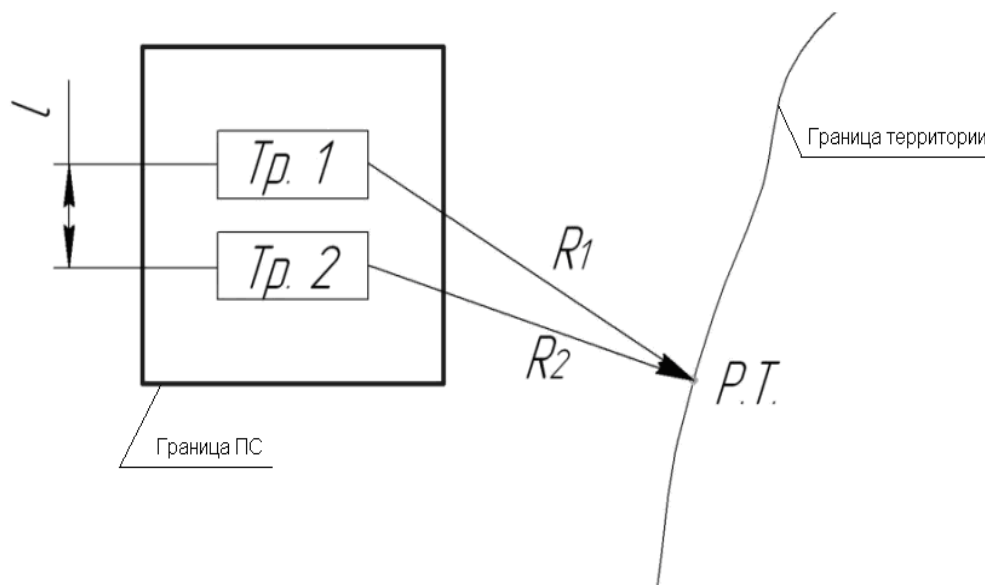


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

При расчете принимаем следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (110)$$

где N – количество источников шума (трансформаторов);

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в данном случае будет равен:

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 87} = 90,01 \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (109) можно использоваться в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{W\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (111)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{W\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (112)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90,01-45)}}{2\pi}} = 71,02 \text{ м}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 71,02 м. Ближайший к территории ПС Академическая жилой дом расположен на расстоянии 360 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называется обстановку, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, человеческие жертвы, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Одним из наиболее опасных видов чрезвычайных ситуаций на ПС являются пожары. Несмотря на низкий риск возгорания последствия возгораний могут быть крайне разрушительными. Оказывается влияние на энергоснабжение, создается угроза жизни персонала ПС, аварийных бригад и случайно оказавшихся поблизости людей. Также восстановление оборудования требует определенных расходов, в зависимости от ущерба, нанесенного пожаром.

В таблице 57 указаны основные причины возгораний в электроустановках и их процентное распределение от общего числа пожаров.

Таблица 57 – Причины возникновения пожаров в электроустановках [10]

| Причины возникновения пожаров | Доля от общего числа пожаров, % |
|---|---------------------------------|
| Короткие замыкания | 43,3 |
| Перегрев горючих материалов, находящихся вблизи от источников тепла | 33,5 |

| | |
|---|-----|
| Токовые перегрузки кабелей, проводов и обмоток электрических машин | 12 |
| Искрение и электрическая дуга | 3,5 |
| Нагрев строительных конструкций при выносе из них электрических кабелей | 3 |
| Другое | 4,7 |

Ниже приведены некоторые из требований обеспечения противопожарной защиты на энергетических предприятиях [21]:

- в зданиях и сооружениях электростанций и подстанций количество горючих веществ и материалов должно быть сведено до минимума, необходимого для технологического процесса;

- служебные и вспомогательные помещения в зданиях и сооружениях должны отделяться от помещений с технологическим оборудованием (распределительных устройств, силовых маслонаполненных трансформаторов и т.п.) стенами из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 2 часов;

- в помещениях регенерации масла, маслоохладителей трансформаторов и закрытой установки трансформаторов должны предусматриваться мероприятия, предотвращающие попадание (растекание) масла в другие помещения, кабельные каналы и в коридоры обслуживания. Отвод масла из этих помещений должен предусматриваться в емкость для аварийного слива, если количество масла в единице оборудования составляет более 600 кг;

- расстояние от конструкций, порталов в оборудования подстанций и открытых распределительных устройств (ОРУ) до границ лесного массива хвойных пород и мест разработки или открытого залегания торфа следует принимать 100 м, смешанных пород - 50 м, а до лиственных пород - 20 м;

- маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформатора, реактора), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом тридцатиминутного запаса) расхода воды из автоматических установок

пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на главный щит управления;

- расчетное время тушения пожара водяных и пенных установок пожаротушения принимается равным 10 мин, после чего установка должна отключаться (при необходимости) автоматически или вручную. Запас воды должен обеспечивать работу автоматических установок пожаротушения в течение 30 мин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по реконструкции и проектированию электрической сети с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Был выбран наиболее целесообразный как по экономическим показателям и по параметрам режимов вариант – повышение мощности трансформаторов на ПС Академическая, а также замена провода на ВЛ 110 кВ Волна – Чайка с целью повышения пропускной способности данной ЛЭП.

Второй из предложенных вариантов является наиболее целесообразным в качестве начального этапа более масштабной реконструкции электрических сетей рассматриваемого района.

В ходе выполнения проекта были рассчитаны рабочие токи и токи короткого замыкания, по полученным данным был произведен выбор оборудования, подлежащего установке на ПС Академическая

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.06.2020).
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 5 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248 с.
- 6 Жежеленко И.В., Электромагнитная совместимость в электрических сетях : учеб. пособие / И.В. Жежеленко, М.А. Короткевич - Минск : Выш. шк., 2012. - 197 с.
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 8 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 9 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.
- 10 Мироненко Я.В. Пожарная безопасность на объектах электроэнергетической отрасли [Электронный ресурс]. – Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. Режим доступа: https://algorithm.org/arch/17_4/17_4_25.pdf. – 18.06.2020.

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

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

13 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.

14 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

15 Приказ от 08 февраля 2019 г. №81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2018. № 34, ст. 5483; № 51, ст. 8007.

16 Приказ от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» // В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (с изменениями на 30 апреля 2020 г.). – 2019

17 Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012. № 26, ст. 3528; 2013 № 22, ст. 2809.

18 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – 2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 65 с.

19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

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

21 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.

22 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

23 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

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

25 Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.

26 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Технико-экономический расчет в ПВК MathCad 15

1. Общие параметры расчета

$$\begin{aligned}
 K_{\text{инф}} &:= 4.61 & K_{\text{зон}} &:= 1.5 & c_0 &:= 3.8 \text{ тыс.руб/МВт*ч} \\
 K_{\text{дем}} &:= 322.9 \text{ тыс.руб} \\
 P_{\text{тр.эф.з}} &:= 8.66 \text{ МВт} & P_{\text{тр.эф.л}} &:= 4.08 \text{ МВт} & Q_{\text{тр.эф.л}} &:= 1.10 \text{ Мвар} \\
 Q_{\text{тр.эф.з}} &:= 2.35 \text{ Мвар} & P_{\text{лэп.эф.з}} &:= 10 \text{ МВт} & P_{\text{лэп.эф.л}} &:= 4.49 \text{ МВт} \\
 Q_{\text{лэп.эф.з}} &:= 2.70 \text{ Мвар} & Q_{\text{лэп.эф.л}} &:= 1.21 \text{ Мвар} \\
 R_{\text{лэп1}} &:= 0.42 \text{ Ом} & R_{\text{лэп2}} &:= 0.24 \text{ Ом} \\
 R_{\text{тр}} &:= 5 \text{ Ом} & \Delta P_{\text{хх.тр}} &:= 0.017 \text{ МВт} \\
 T_{\text{л}} &:= 2860 \text{ ч} & T_{\text{з}} &:= 5900 \text{ ч} & T_{\text{г}} &:= 8760 \text{ ч} \\
 U_{\text{ном.лэп1}} &:= 35 \text{ кВ} & U_{\text{ном.лэп2}} &:= 110 \text{ кВ} & U_{\text{ном.тр}} &:= 35 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

2. Расчет капиталовложений

Вариант 1

$$\begin{aligned}
 K_{\text{тр1}} &:= (2 \cdot 2800) = 5.6 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \\
 K_{\text{орв1}} &:= (3 \cdot 2000) = 6 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \\
 K_{\text{лэп1}} &:= 3.95 \cdot 1100 = 4.345 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \\
 K_{\text{пс1}} &:= K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 1.16 \times 10^4 \text{ тыс.руб} \\
 K_1 &:= (K_{\text{лэп1}} + K_{\text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зон}} + K_{\text{дем}} = 1.106 \times 10^5 \text{ тыс.руб}
 \end{aligned}$$

Вариант 2

$$\begin{aligned}
 K_{\text{тр2}} &:= (2 \cdot 2800) = 5.6 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \\
 K_{\text{ору2}} &:= (4 \cdot 2000 + 7000) = 1.5 \times 10^4 \text{ тыс.руб} \\
 K_{\text{пс2}} &:= K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} = 2.06 \times 10^4 \text{ тыс.руб} \\
 K_{\text{лэп2}} &:= 3.95 \cdot 1100 = 4.345 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \\
 K_2 &:= (K_{\text{лэп2}} + K_{\text{пс2}}) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зон}} + K_{\text{дем}} = 1.728 \times 10^5 \text{ тыс.руб}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Технико-экономический расчет сети в ПВК MathCad 15

3. Расчет потерь электроэнергии

Вариант 1

$$\Delta W_{\text{тр}1} := \left[\frac{\left(P_{\text{тр.эф.з}}^2 + Q_{\text{тр.эф.з}}^2 \right)}{2 \left(U_{\text{ном.тр}} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_3 \dots = 1371.57 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$+ \left[\frac{\left(P_{\text{тр.эф.л}}^2 + Q_{\text{тр.эф.л}}^2 \right)}{2 \left(U_{\text{ном.тр}} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{л}} + 2\Delta P_{\text{хх.тр}} \cdot T_{\text{Г}}$$

$$\Delta W_{\text{лэп}1} := \left[\frac{\left(P_{\text{лэп.эф.з}}^2 + Q_{\text{лэп.эф.з}}^2 \right)}{\left(U_{\text{ном.лэп}1} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{лэп}1} \cdot T_3 \dots = 238.24 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$+ \left[\frac{\left(P_{\text{лэп.эф.л}}^2 + Q_{\text{лэп.эф.л}}^2 \right)}{\left(U_{\text{ном.лэп}1} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{лэп}1} \cdot T_{\text{л}}$$

$$\Delta W_1 := \Delta W_{\text{тр}1} + \Delta W_{\text{лэп}1} = 1.61 \times 10^3 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Вариант 2

$$\Delta W_{\text{тр}2} := \left[\frac{\left(P_{\text{тр.эф.з}}^2 + Q_{\text{тр.эф.з}}^2 \right)}{2 \left(U_{\text{ном.тр}} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_3 \dots = 1371.57 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$+ \left[\frac{\left(P_{\text{тр.эф.л}}^2 + Q_{\text{тр.эф.л}}^2 \right)}{2 \left(U_{\text{ном.тр}} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{л}} + 2\Delta P_{\text{хх.тр}} \cdot T_{\text{Г}}$$

$$\Delta W_{\text{лэп}2} := \left[\frac{\left(P_{\text{лэп.эф.з}}^2 + Q_{\text{лэп.эф.з}}^2 \right)}{\left(U_{\text{ном.лэп}2} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{лэп}2} \cdot T_3 \dots = 13.78 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$+ \left[\frac{\left(P_{\text{лэп.эф.л}}^2 + Q_{\text{лэп.эф.л}}^2 \right)}{\left(U_{\text{ном.лэп}2} \right)^2} \right] \cdot R_{\text{лэп}2} \cdot T_{\text{л}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Технико-экономический расчет сети в ПВК MathCad 15

$$\Delta W_2 := \Delta W_{\text{тр}2} + \Delta W_{\text{лэп}2} = 1.385 \times 10^3 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

4. Расчет издержек

Вариант 1

$$I_{\text{ам}1} := \frac{K_1}{20} = 5.529 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\text{эп}1} := 0.008 \cdot K_{\text{лэп}1} + 0.049 \cdot K_{\text{пс}1} = 603.16 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\Delta W1} := c_0 \cdot \Delta W_1 = 6117.252 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{1.0} := I_{\text{эп}1} + I_{\text{ам}1} + I_{\Delta W1} = 1.225 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_1 := I_{\text{эп}1} + I_{\Delta W1} = 6.72 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант 2

$$I_{\text{ам}2} := \frac{K_2}{20} = 8.641 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\text{эп}2} := 0.008 \cdot K_{\text{лэп}2} + 0.049 \cdot K_{\text{пс}2} = 1.044 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\Delta W2} := c_0 \cdot \Delta W_2 = 5264.326 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{2.0} := I_{\text{эп}2} + I_{\text{ам}2} + I_{\Delta W2} = 1.495 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_2 := I_{\text{эп}2} + I_{\Delta W2} = 6.308 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

5. Расчет приведенных дисконтированных затрат

Вариант 1

$$Z_1 := 0.1 \cdot K_1 + I_1 = 1.778 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант 2

$$Z_2 := 0.1 \cdot K_2 + I_2 = 2.359 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Технико-экономический расчет сети в ПВК MathCad 15

Расчет ЧДД

Вариант 1

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 2$$

$$K_{\text{ГОД1}} := \frac{K_1}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 5.529 \times 10^4 \text{ тыс.руб} \quad I_{\text{ГОД1}} := \frac{I_1}{20} = 336.021 \text{ тыс.руб}$$

$$P_{\text{max}} := 10 \text{ МВт} \quad P_{\text{min}} := 4.49 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6000 \text{ ч} \quad T_{\text{min}} := 2760 \text{ ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ1}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}} = 7.239 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ1}} \cdot 3.040 = 2.201 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_1 := (-K_{\text{ГОД1}} - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -5.563 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_2 := (-K_{\text{ГОД1}} - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -5.057 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_3 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 1.816 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_4 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 1.651 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_5 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 1.501 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_6 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 1.364 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_7 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 1.24 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_8 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 1.128 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_9 := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1.025 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_{10} := (D - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 9.319 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД} := Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9 + Z_{10} = 9.595 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Технико-экономический расчет сети в ПВК MathCad 15

Вариант 2

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 2$$

$$K_{\text{ГОД2}} := \frac{K_2}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 8.641 \times 10^4 \text{ тыс.руб} \quad I_{\text{ГОД2}} := \frac{I_2}{20} = 315.424 \text{ тыс.руб}$$

$$P_{\text{max}} := 10 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{min}} := 4.49 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6000 \text{ ч}$$

$$T_{\text{min}} := 2760 \text{ ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ2}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}} = 7.239 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ2}} \cdot 3.040 = 2.201 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_1 := (-K_{\text{ГОД2}} - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -8.672 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$3_2 := (-K_{\text{ГОД2}} - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -7.884 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$3_3 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 1.816 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_4 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 1.651 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_5 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 1.501 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_6 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 1.365 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_7 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 1.24 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_8 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 1.128 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_9 := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1.025 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$3_{10} := (D - I_{\text{ГОД2}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 9.32 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД} := 3_1 + 3_2 + 3_3 + 3_4 + 3_5 + 3_6 + 3_7 + 3_8 + 3_9 + 3_{10} = 9.002 \times 10^5$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет молниезащиты и грозоупорности в ПВК MathCad 15

Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$$H := 22 \quad \text{высота молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$$L_{M12} := 17$$

$$h_{1i} := 10.9 \quad \text{высота защищаемого объекта, (м).}$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot H$$

$$h_{эф1} = 18.7$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$$

$$r_{o1} = 23.2$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1}$$

$$r_{co1} = 23.2$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1с.г.} := h_{эф1} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H)$$

$$h_{1с.г.} = 19.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1сх} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1с.г.} - h_{1i}}{h_{1с.г.}}$$

$$r_{1сх} = 10.3$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф1}} \right)$$

$$r_{1x} = 9.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет молниезащиты и грозоупорности в ПВК MathCad 15

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{M23} := 11$$

$h_{2i} := 10.9$ высота защищаемого объекта, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф} := 0.85 \cdot H$$

$$h_{эф} = 18.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H$$

$$r_{o2} = 23.2$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{co2} := r_{o2}$$

$$r_{co2} = 23.2$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2с.г.} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H)$$

$$h_{2с.г.} = 20.6$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2сх} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2с.г.} - h_{2i}}{h_{2с.г.}}$$

$$r_{2сх} = 11.0$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф}} \right)$$

$$r_{2x} = 9.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет молниезащиты и грозоупорности в ПВК MathCad 15

Анализ грозоупорности

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение АхВхН:

$$A := 43.5 \text{ м} \quad B := 19.5 \text{ м}$$

$$n_{\text{уд}} := 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} = 0.23$$

Вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции:

$$P_{\text{пр}} := 0.005$$

Число грозовых часов в году:

$$D_{\text{Г}} := 15$$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z := 395$$

50% разрядное напряжение, кВ:

$$U_{50\%} := 210$$

Критический ток перекрытия изоляции, кА:

$$I_{\text{кр.ток}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 1.063$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{\text{пер}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток}}} = 0.958$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорыва молнии:

$$\beta_1 := n_{\text{уд}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пер}} \cdot \frac{D_{\text{Г}}}{100} = 1.65 \times 10^{-4}$$

Критический ток обратных перенапряжений изоляции, кА:

$$R_{\text{и}} := 0.423$$

$$I_{\text{кр.ток.обр.}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot 6}{R_{\text{и}}} = -212.766$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет молниезащиты и грозоупорности в ПВК MathCad 15

Вероятность обратного перекрытия при ударе в молниеотвод:

$$P_{\text{обр}} := e^{0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.обр.}}} = 2.013 \times 10^{-4}$$

Число обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотводы:

$$\beta_2 := n_{\text{уд}} \cdot (1 - P_{\text{пр}}) \cdot P_{\text{обр}} \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} = 6.898 \times 10^{-6}$$

Высота подвеса троса:

$$h_{\text{тр}} := 10.5 \quad h_{\text{оп}} := h_{\text{тр}}$$

Вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту:

$$P_{\alpha} := 10^{-2.75} = 1.778 \times 10^{-3}$$

Критический ток при ударе в вершину опоры:

$$I_{\text{кр.ток.оп.}} := \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + 0.15 \cdot h_{\text{оп}}} = 105.105$$

Вероятность перекрытия изоляции опоры:

$$P_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.ток.оп.}}} = 0.015$$

Среднее годовое число перекрываний изоляции подстанции вследствие набегания на неё опасных импульсов грозových перенапряжений:

$$\beta_3 := 4 \cdot h_{\text{тр}} \cdot \left[P_{\alpha} + (1 - P_{\alpha}) \cdot \left[4 \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{1000} \cdot P_{\text{оп}} \dots \right. \right. \\ \left. \left. + \left(1 - 4 \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{1000} \right) \cdot 0.086 \right] \right] \cdot \frac{D_{\Gamma}}{100} \cdot \frac{8 \cdot 10^{-2.7}}{100} = 2.986 \times 10^{-3}$$

Число лет безаварийной работы:

$$M := \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = 316.634$$