

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Игровая

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

Д.Ю. Тетерич

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А.Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Тетерича Данила Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Игровая

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794 – Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 19 рисунков, 16 таблиц.

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

7. Дата выдачи задания 27.03.2023 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 27.03.2023 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 112 с., 125 формул, 2 рисунка, 38 таблиц, 33 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ
ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР
НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ
ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА,
МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗ, УРОВЕНЬ
ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ.

Актуальность данной работы заключается в стремительном росте нагрузок в Приморском крае и развитии направления туризма и отдыха, для чего необходима разработка реконструкция сети.

В выпускной квалификационной работе разработаны варианты реконструкции электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Игровая. Из двух вариантов выбран оптимальный по капитальным вложениям, дисконтированным затратам. Для оптимального варианта определён срок окупаемости.

В ходе выполнения работы спрогнозирован рост нагрузок с перспективой на 5-лет. Выполнен расчёт нормальных и послеаварийных режимов сети с учётом спрогнозированных нагрузок. Выполнен технико-экономический расчёт. Рассчитаны токи короткого замыкания. Выбрано и проверено оборудование на проектируемой подстанции. Разработано и рассчитано заземление и молниезащита подстанции Игровая. Выполнен расчёт релейной защиты силового трансформатора. Рассмотрен вопрос охраны труда и пожарной безопасности на подстанции и рассчитаны параметры маслоприемника силового трансформатора.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Артёмовского городского округа	10
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования	11
1.2.1 Описание выбранных источников питания	12
1.3 Анализ существующих режимов	15
1.3.1 Параметры для расчета режимов	16
1.3.2 Анализ результата расчета режимов	17
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	19
2.1 Вероятностные характеристики нагрузок	19
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	22
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	25
3.1 Анализ и описание вариантов конфигурации электрической сети	25
3.2 Расчет нормального режима	26
3.3 Расчет послеаварийных режимов	27
3.4 Компенсация реактивной мощности	27
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	28
3.5 Выбор сечения проводников	30
3.7 Технико-экономический расчет	32
3.7.1 Капитальные вложения	32
3.7.2 Потери электроэнергии	34
3.7.3 Эксплуатационные издержки	36
3.7.4 Дисконтированные затрат	38
3.7.5 Чистый дисконтированный доход	39

4	Анализ режима выбранного варианта конфигурации электрической сети	42
4.1	Анализ нормального режима конфигурации варианта №1	42
5	Расчет токов короткого замыкания	45
5.1	Расчет ТКЗ в RastrKZ	45
5.2	Параметры элементов схемы замещения	45
5.3	Результаты расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	47
6	Выбор оборудования подстанции Игровая	49
6.1	Выбор РУ	49
6.2	Выбор выключателей	50
6.3	Выбор разъединителей	54
6.4	Выбор трансформаторов тока	55
6.5	Выбор трансформаторов напряжения	59
6.6	Выбор токоведущих частей	61
6.7	Выбор ТСН	64
6.8	Выбор аккумуляторных батарей	65
6.9	Выбор изоляторов	67
6.10	Выбор ОПН	69
7	Молниезащита и заземление подстанции Игровая	75
7.1	Расчет заземления	75
7.2	Молниезащита	79
8	Релейная защита	83
8.1	Основные технические требования к релейной защите	84
8.2	Общие требования к системе РЗА для линий 110 кВ	85
8.3	Релейная защита трансформатора	87
8.3.1	Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	87
8.3.1.1	Первичные токи трансформатора	88
8.3.1.2	Базисные токи	89
8.3.1.3	Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ	89
8.3.1.4	Ток начала торможения ДЗТ	90
8.3.1.5	Коэффициент торможения	90

8.3.1.6 Ток срабатывания дифференциальной отсечки	92
8.3.1.7 Уровень блокировки по второй гармонике	93
8.3.1.8 Проверка чувствительности	93
9 Безопасность и экологичность	94
9.1 Безопасность	94
9.1.1 Требования к персоналу	94
9.1.2 Требования к оборудованию	96
9.2 Экологичность	97
9.3 Чрезвычайные ситуации	105
Заключение	108
Библиографический список	109
Приложение А	113
Приложение Б	123
Приложение В	151

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – энергетическая система;

ОЭС – объединенная энергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема приморского края входит в ЕЭС России, являясь частью объединённой энергосистемы Восток, находится в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Приморский край является энергодефицитным регионом по электроэнергии, что компенсируется перетоками из энергоизбыточной Амурской области транзитом через Хабаровский край.

Актуальность данной работы заключается в планировании ввода новых производственных мощностей основных потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов в энергосистеме Приморского края до 2028 года, а также заявкой на технологическое присоединение потребителя от 31.01.2023 № 15-02/22-01.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Игровая.

Цель работы – разработка наиболее рациональной с технической и экономической точки зрения схемы подключения подстанции Игровая, планируемой к строительству в Приморском крае.

Поставленные задачи в данной работе:

- анализ эквивалента рассматриваемой электроэнергетической системы;
- расчет нормальных и послеаварийных режимов сети разработанных вариантов конфигураций;
- разработка реконструкции;
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор оборудования на подстанции Игровая;
- разработка средств релейной защиты силового трансформатора;
- разработка системы заземления и молниезащиты проектируемой подстанции;

- расчет безопасности и экологичности.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы Microsoft Office Excel 2010, Microsoft Office Visio 2010, RastrWin 3, MathType 6.0 Equation.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В данном разделе рассмотрен анализ территориальных и климатических особенностей, источников питания, электрических сетей и существующих режимов рассматриваемого участка сети.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Артёмовского городского округа

Условия климата рассматриваемого района проектирования носят в большей степени мусонно-континентальные черты. В зимний период округ подвергается области повышенного давления, приходящего с материка на океан, из-за чего зима мерзлая, сухая с большим количеством солнечных дней.

Весной выпадает малое количество осадков. Происходит большое колебание температуры в сторону тепла, возрастает количество и мощность порывов ветра, происходит изменение мистрала с зимней на летнюю, направленную с океана на материк.

Летние мистрала влажные и прохладные, из-за чего летом выпадает большое количество осадков в виде дождя.

Осенний период характеризуется своей непродолжительностью и низким количеством осадков.

Самая низкая годовая температура варьируется в пределах – 15 градусов в январе. Наиболее тёплый месяц – август, в этот период средняя температура воздуха составляет около 20 градусов тепла.

Часть общей циркуляции атмосферы определяет характер годовых осадков. В зимнее время доля годовых осадков составляет 1%, со значением 80-90 мм. В летнее время года большая часть осадков составляет 500-600 мм. В январе и феврале количество месячных осадков является минимальным. В августе количество месячных осадков является максимальным – 120 мм.

Климатические условия района проектирования приведены в таблице 1 [13].

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	IV
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативное ветровое давление, Па	480
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	I
Относительная влажность воздуха, %	55-85

Усреднённый показатель глубины промерзания почвенного покрова составляет 110 – 120 см. В самые холодные зимние периоды глубина промерзания почвенного покрова составляет 160 – 180 см.

1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Объединена с энергосистемой Еврейской автономной области и Хабаровского края линиями:

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

Рассматриваемый район проектирования относится к району южных электрических сетей. Проектируемая ПС Игровая и примыкающие к ней подстанции находятся в пределах Артёмовского городского округа и относятся к энергорайону города Артёма.

По данным от 01.01.2023 года на территории Приморского края находятся следующие электростанции:

- Артёмовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт;
- Восточная ТЭЦ с установленной мощностью 139,5 МВт;

- Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт;
- Мини-ТЭЦ Северная с установленной мощностью 3,6 МВт;
- Мини-ТЭЦ Океанариум с установленной мощностью 13,2 МВт;
- Мини-ТЭЦ Центральная с установленной мощностью 33,0 МВт.

Источники питания - Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт, Артемовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт и Восточная ТЭЦ с установленной мощностью 139,5 МВт.

1.2.1 Описание выбранных источников питания

Владивостокская ТЭЦ-2 – тепловая электростанция, вырабатывающая электрическую и тепловую энергию. Установленная мощность электростанции – 497 МВт.

Выдача электроэнергии в энергосистему осуществляется с ОРУ напряжением 220 кВ и ЗРУ напряжением 110 кВ по линиям электропередачи:

- ВЛ - 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артёмовская ТЭЦ;
- КВЛ - 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Зелёный угол;
- ВЛ - 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Патрокл;
- ВЛ - 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС А;
- ВЛ - 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Голдобин с отпайками на

ПС Загородная и ПС Улисс;

Электрическая однолинейная схема Владивостокской ТЭЦ-2 приведена в приложении А на рисунке А.2.

Схемы РУ Владивостокской ТЭЦ – 2 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ Владивостокской ТЭЦ - 2

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	2
РУ 220 кВ	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)
РУ 110 кВ	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)

Артемовская ТЭЦ – тепловая электростанция, вырабатывающая электрическую и тепловую энергию. Установленная мощность – 400 МВт.

Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через ОРУ напряжением 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ по 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-тяговая;
- 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.

Электрическая схема Артемовской ТЭЦ приведена в приложении А на рисунке А.3.

Схемы РУ Артемовской ТЭЦ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Схемы РУ Артемовской ТЭЦ

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	3
РУ 220 кВ	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)
РУ 110 кВ	Две рабочие системы шин (№ 13 АН)
РУ 35 кВ	Две рабочие секционированные системы шин (№ 13)

Количество и мощность трансформаторов, схема распределительных устройств подстанций, расположенных в районе проектирования приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Подстанции района проектирования

Наименование подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. х МВА	Схема распределительного устройства
1	2	3
Муравейка	2x16	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Океан	2x6,3	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Лазурная	2x16	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Горностай	2x25	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (№5Н)
Промузел	2x25	Два блока с автоматической перемычкой со стороны линий (№ 4Н)
Спутник	2x25	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№ 4Н)
Чайка	2x16	Два блока с выключателями и автоматической перемычкой со стороны линий (№ 4Н)
Волна	2x125	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (№ 12)
Зелёный угол	2x63	Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)
А	2x40	Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)

Номинальное напряжение линий электропередачи, марка установленных проводов, их минимальное сечение и допустимый ток линий электропередачи, связывающих подстанции, расположенные в районе проектирования приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики линий района проектирования

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Минимальное сечение провода, мм ²	Допустимый ток, А
1	2	3	4	5
КВЛ ВТЭЦ-2 – Зеленый угол	220	Al/XLPE/CWS/HD PE, АСк-300	300	665
ВЛ Волна – Зелёный угол	220	АСк-300	300	690
ВЛ АТЭЦ – ВТЭЦ-2	220	АСк-300, АС-300, АСО-300	300	690

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ВЛ АТЭЦ - Муравейка	110	АСКП-240	240	605
ВЛ Зелёный угол - Суходол	220	АС-400, АСК-400	400	825
ВЛ ВТЭЦ-2 - А	110	АСО-300	300	690
ВЛ А – Зелёный угол	110	АС-240, АСКП-300	240	605
КВЛ Суходол - Владивосток	220	АС-400, А2хS(FL)2У	400	825
ВЛ Владивосток - Волна	220	АСО-300	300	665
КВЛ Муравейка - Океан	110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	240	605
КВЛ Океан - Лазурная	110	АС-240, АСКП-240, ПвПу2г-1*240	240	605
ВЛ Лазурная- Горностай	110	АС-240, АСКП-240	240	605
ВЛ Горностай – Зелёный угол	110	АСКП-240	240	605
ВЛ АТЭЦ - Промузел	110	АС-120, М-70	120	380
ВЛ Промузел - Спутник	110	АС-120, М-70	120	380
ВЛ Спутник - Чайка	110	АС-120, М-70	120	380
ВЛ Чайка - Волна	110	АС-300, АС-240, АС-150, АС-120	120	380

Большая часть объектов распределительных сетей напряжением 35-110 кВ в Приморском крае принадлежат АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети».

1.3 Анализ существующих режимов

Эквивалент анализируемый участок сети включает в себя следующие подстанции: ПС 500 кВ Владивосток, ПС 220 кВ Зеленый угол, ПС 220 кВ Волна, ПС 220 кВ Аэропорт, ПС 110 кВ Промузел, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Чайка, ПС 110 кВ Горностай, ПС 110 кВ Лазурная, ПС 110 кВ Океан, ПС 110 кВ Муравейка, ПС 110 кВ А, ПС 110 кВ Голубинка, ПС 110 кВ Орлиная, ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ПС 110 кВ Залив, ПС 110 кВ Загородная, ПС 110 кВ Мингородок, ПС 110 кВ 1Р, ПС 110 кВ Стройиндустрия, ПС 110 кВ 2Р, ПС 110 кВ Бурун, ПС 110 кВ Котельная 2Р, ПС 110 кВ Бурная, ПС 110 кВ Амурская, ПС 110 кВ 1Р тяг, ПС 110 кВ Голдобин, ПС 220 Патрокл, ПС 110 кВ Патрокл, ПС 220 кВ Русская, ПС

110 кВ Улисс, ПС 220 кВ Суходол, ПС 220 кВ Западная, ПС 110 кВ Чуркин. Источниками питания являются Артёмовская ТЭЦ и Владивостокская ТЭЦ-2, Восточная ТЭЦ.

Карта-схема рассматриваемого участка сети приведена в приложении А, рисунок А.1.

1.3.1 Параметры для расчёта режимов

Состояние системы в любой момент времени или на некотором интервале времени называется режимом системы. Основных виды режимов ЭЭС:

- нормальный установившейся режим. Режим, применительно к которому проектируется электрическая сеть и определяются ее технико-экономические характеристики;

- послеаварийный установившийся режим. Режим, наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента сети или ряда элементов;

- переходный режим. Режим, во время которого ЭЭС переходит из одного установившегося состояния в другое в течение до нескольких секунд.

При проектировании электросетей расчеты режимов выполняются с целью:

- проверки допустимости параметров режима для элементов сети (проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов – по условиям нагрева проводов, величин мощностей – по условиям работы источников активной и реактивной мощности и т.д.);

- оценки допустимости величин отклонений напряжений в узлах и элементах сети от номинальных значений;

- оценке экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети.

- оценки токов короткого замыкания;

- проверки пропускной способности сети по условиям устойчивости.

В данной работе расчёт режимов выполнен с помощью ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Для вычисления параметров режима необходимо рассчитать параметры элементов электрической сети.

Основными из этих параметров являются сопротивления, проводимости и коэффициенты трансформации [19].

Результаты рассчитанных параметров в режиме максимальных нагрузок приведены в приложении Б таблице Б.10.

1.3.2 Анализ результата расчёта режимов

В соответствии с ГОСТ 32144—2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного [4].

В данном режиме эквивалента рассматриваемой электрической сети напряжение в узлах точек передачи электроэнергии является допустимым.

Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок приведены в приложении Б в таблице Б.11.

Токовая нагрузка линий приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4
Горностай - Зел.угол 110	АСКП-240	21	780
ПС А 110 - Зел.угол 110	АС-240, АСКП-300	24	770
Лазурная 110 - Горностай	АСКП-240, АС-240	34	483
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	67	890
ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	АСО-300	85	815
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	50	483
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	128	1064
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	113	890
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	65	483
АТЭЦ 110 - Муравейка 110	АСКП-240	92	600
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	139	890
Спутник 110 - Промузел	АС-120, М-70	155	425
Волна 110 - Чайка 110	АС-300, АС-240, АС-150	195	483
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	144	330

Токовая нагрузка линий также находится в допустимых пределах.

Значения допустимого тока рассчитаны при температуре -5 °С, так как в зимний период нагрузки максимальны.

Схема потокораспределения в нормальном и послеаварийном режимах максимальных нагрузок приведена в приложении Б на рисунке Б.1 и Б.2.

Для анализа послеаварийного режима выбран режим N-1 отключение линии Волна 110 – Чайка 110.

Токовая нагрузка линий приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А
1	2	3	4
Горностай - Зел.угол 110	АСКП-240	40	780
ПС А 110 - Зел.угол 110	АС-240, АСКП-300	33	770
Лазурная 110 - Горностай	АСКП-240, АС-240	13	483
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	27	890
ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	АСО-300	79	815
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	9	483
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	163	1064
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	95	890
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	23	483
АТЭЦ 110 - Муравейка 110	АСКП-240	51	600
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	174	890
Спутник 110 - Промузел	АС-120, М-70	322	425
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	168	330
АТЭЦ 110 – Промузел 110	АС-120, М-70	421	434

Расчёт послеаварийного режима показал, что напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Токовые нагрузки линий не превышают 100% от длительно допустимой, однако самой загруженной линией со значением 96,8% является ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Промузел. Анализ перегрузки данной ЛЭП будет выполнен после подключения подстанции Игровая и прогнозирования нагрузок.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Вероятностные характеристики нагрузки

Существует несколько методов расчёта электрических нагрузок:

- по установленной мощности и коэффициенту спроса;
- по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статический метод);
- по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки;
- по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм).

В данной работе применяется вероятностно-статистическим методом, так как в качестве исходных данных приведены контрольные замеры.

Вероятностные характеристики графика электрических нагрузок определяются по следующим формулам [16]:

Средней нагрузки:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i ; \quad (1)$$

где P_i - i -тое значение контрольного замера, продолжительностью t_i ;

T_H - период наблюдения за электрической нагрузкой;

Эффективная нагрузка:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i} ; \quad (2)$$

В качестве примера приведён расчёт вероятностных характеристик нагрузки для подстанции Промузел:

Максимальная мощность:

$$P_{max} = 21 \text{ МВт.}$$

Средняя мощность:

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \cdot (20,6 \cdot 3 + 20,21 \cdot 6 + 20,05 \cdot 8 + 19,8 \cdot 7) = 20,08 \text{ МВт.}$$

Эффективная мощность, требуемая для расчёта потерь электроэнергии:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (20,6^2 \cdot 3 + 20,21^2 \cdot 6 + 20,05^2 \cdot 8 + 19,8^2 \cdot 7)} = 20,1 \text{ МВт.}$$

Реактивная мощность находится по формуле:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi ; \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - равен 0,4, так как нет исходных данных по $\cos \varphi$ нагрузок [15].

Реактивные мощности для Промузел:

$$Q_{max} = 21 \cdot 0,4 = 8,4 \text{ МВАр;}$$

$$Q_{cp} = 20,08 \cdot 0,4 = 8,03 \text{ МВАр;}$$

$$Q_{эф} = 20,1 \cdot 0,4 = 8,04 \text{ МВАр.}$$

Результаты полного расчёта вероятностных характеристик существующих ПС, выполненного в программе Microsoft Excel 2010, приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Подстанция	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Чайка	27,4	27,36	26,7	10,96	10,94	10,68
Спутник	25,4	24,05	24,8	10,16	9,62	9,92
Промузел	21	20,08	20,1	8,4	8,03	8,04
Горностай	5	4,2	4,7	2	1,68	1,88
Лазурная	3,4	2,81	2,97	1,36	1,12	1,19
Океан	2,9	2,4	2,56	1,16	0,96	1,02
Муравейка	5,2	4,42	4,67	2,08	1,77	1,87

Так как контрольные замеры для проектируемой подстанции Игровая отсутствуют, расчёт произведён исходя из типового графика нагрузки для подстанции 110/6 кВ. Расчёт выполняется аналогично как для существующих ПС:

$$P_{max} = 7,12 \text{ МВт};$$

$$P_{cp} = \frac{(9 \cdot 7,12 + 7,05 \cdot 2 + 6,98 \cdot 4 + 6,94 \cdot 5 + 7,08 \cdot 2 + 7,03 \cdot 2)}{24} = 7,04 \text{ МВт};$$

$$P_{эф} = 7,06 \text{ МВт};$$

$$Q_{max} = 7,12 \cdot 0,4 = 2,85 \text{ МВАр};$$

$$Q_{cp} = 7,04 \cdot 0,4 = 2,82 \text{ МВАр};$$

$$Q_{эф} = 7,06 \cdot 0,4 = 2,83 \text{ МВАр}.$$

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

Данный раздел посвящён прогнозированию электрических нагрузок для существующих подстанций с перспективой на 5 лет.

Прогнозирование роста электрических нагрузок для существующих ПС, связанных с развитием сетей, необходимо для обоснования реконструкции рассматриваемой сети. Прогнозирование выполнено с перспективой на 5 лет.

Прогнозируемую нагрузку определяем по формуле сложных процентов на примере средней спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{cp} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}; \quad (4)$$

где P_{cp} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,029 [33].

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

t – год в который снимался первый замер.

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

Эффективная мощность:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{\phi}; \quad (5)$$

где K_{ϕ} - коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}. \quad (6)$$

Максимальная мощность:

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot K_{\max} ; \quad (7)$$

где K_{\max} - коэффициент максимума:

$$K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{cp}} . \quad (8)$$

Для примера приведён подробный расчёт спрогнозированных нагрузок подстанции Промузел 110 кВ:

$$P_{прог}^{cp} = 20,08 \cdot (1 + 0,029)^5 = 23,2 \text{ МВт.}$$

$$K_{\max} = \frac{21}{20,08} = 1,04 .$$

$$P_{\max} = 23,2 \cdot 1,04 = 24,13 \text{ МВт.}$$

$$K_{\phi} = \frac{20,1}{20,08} = 1,001 .$$

$$P_{\phi} = 23,2 \cdot 1,001 = 23,22 \text{ МВт.}$$

Спрогнозированные нагрузки учитываются при расчёте и анализе нормальных и послеаварийных режимов в разработанных вариантах конфигурации схем подключения подстанции Игровая. Прогноз нагрузки подстанции Игровая не осуществляется.

Результаты полного расчёта вероятностных характеристик существующих ПС, выполненного в программе Microsoft Excel 2010, приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Вероятностные характеристики существующих ПС с перспективой на 5 лет

Подстанция	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт
1	2	3	4
Чайка	31,61	31,56	30,80
Спутник	29,30	27,75	28,61
Промузел	24,13	23,2	23,22
Горностай	5,77	4,85	5,42
Лазурная	3,92	3,24	3,43
Океан	3,35	2,77	2,95
Муравейка	6,00	5,10	5,39

Спрогнозированная нагрузка необходима для дальнейшего расчета режимов, параметров линий и трансформаторов, а также выбора оборудования на проектируемой подстанции.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Анализ и описание вариантов конфигурации электрической сети

При разработке вариантов конфигурации электрической сети необходимо учитывать надёжность и качество энергоснабжения электроприёмников, а также дальнейшее развитие сети с минимальными затратами при подключении новых потребителей.

Для выбора оптимальной конфигурации электрической сети разработаны 3 варианта подключения проектируемой подстанции и на основе технико-экономического сравнения будет выбран оптимальный. Такой метод называется вариационным.

Длина линий, количество цепей и выключателей для разработанных вариантов приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Длина линий, количество цепей и выключателей для разработанных вариантов

№ Варианта	Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	ПС Игровая – транзит от ВЛ АТЭЦ – Муравейка	2	1,4	6
2	ПС Игровая – отпайка от ВЛ АТЭЦ – Муравейка и ВЛ АТЭЦ – Промузел	2	4,1	5
3	ПС Игровая – АТЭЦ	2	7,3	7

Вариант №1:

В данном варианте проектируемая подстанция Игровая подключается транзитом между АТЭЦ и подстанцией Муравейка. ПС Игровая в такой схеме подключения является транзитной.

Преимущество данной схемы заключается в малой длине линий и малом количестве выключателей.

Карта-схема и однолинейная схема данного варианта подключения приведены в приложении А на рисунках А.4 и А.5 соответственно.

Вариант №2:

В данном варианте проектируемая подстанция Игровая подключается отпайками в линии АТЭЦ – Муравейка и АТЭЦ - Промузел. ПС Игровая в такой схеме подключения является отпаечной.

Преимущество данной схемы заключается в малом количестве выключателей и относительно малой длине линий.

Карта-схема и однолинейная схема данного варианта подключения приведены в приложении А на рисунках А.6 и А.7 соответственно.

Вариант №3:

В данном варианте проектируемая подстанция Игровая подключается напрямую от АТЭЦ. ПС Игровая в такой схеме подключения является тупиковой.

Недостатком данной схемы является большая длина линий и большое количество выключателей относительно других вариантов.

Вариант №3 является не целесообразным из-за большой длины линий и большого количества выключателей. Поэтому для дальнейшего сравнения рассматриваются варианты №1 и №2.

Карта-схема и однолинейная схема данного варианта подключения приведены в приложении А на рисунках А.8 и А.9 соответственно.

3.2 Расчёт нормального режима

Схемы потокорапределения в вариантах №1 и №2 в нормальном режиме с учётом спрогнозированных нагрузок приведены в приложении Б на рисунках Б.3, Б.4 соответственно.

В данном режиме напряжения на подстанциях и токовые нагрузки линий находятся в допустимых пределах.

В варианте №1 самые загруженные линии – АТЭЦ 110 – Промузел 110, Волна 110 – Чайка 110.

В варианте №2 самые загруженные линии – Спутник 110 – Промузел 110, Волна 110 – Чайка 110.

3.3 Расчёт послеаварийный режимов

Для выявления работ по реконструкции сети необходимо провести расчёт послеаварийных режимов. В данной работе проводится отключение самых загруженных линий, выделенных в предыдущем разделе.

Схемы потокораспределений послеаварийных режимов приведены в приложении Б на рисунках Б.5, Б.6, Б.7, Б.8.

Напряжения в узлах в послеаварийных режимах приведены в приложении Б в таблицах Б.12, Б.14, Б.16, Б.18.

Токовые нагрузки линий в послеаварийных режимах приведены в приложении Б в таблицах Б.13, Б.15, Б.17, Б.19.

В варианте №1 при отключении линий АТЭЦ 110 – Промузел 110, Волна 110 – Чайка 110 напряжения на подстанциях и загрузка линий находятся в допустимых пределах. Поэтому в данном варианте подключения реконструкция сети не требуется.

В варианте №2 при отключении линии Волна 110 – Чайка 110 загрузка линии АТЭЦ – Промузел превышает допустимое значение и составляет 143,7%. Поэтому в данном варианте необходима замена проводов М-70 линии АТЭЦ – Промузел на провод АС-120. Данное решение будет учтено при экономическом сравнении вариантов.

Напряжения в узлах, токовая загрузка линий и схема потокораспределения после реконструкции приведены в приложении Б в таблицах Б.20, Б.21 и Б.9.

3.4 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности необходима для поддержания напряжений в узлах, увеличения пропускной способности линий и снижения потерь в них. Обычно устройства компенсации реактивной мощности устанавливаются непосредственно около потребителя.

Расчёт мощности компенсирующего устройства выполняется по формуле:

$$Q_{KV} = P_{нагр} \cdot (tg \varphi_{нагр} - tg \varphi_{эк}); \quad (9)$$

где $tg \varphi_{эк}$ - экономический тангенс;

$tg \varphi_{нагр}$ - тангенс нагрузки, равный 0,4 для напряжения 6 кВ.

Компенсацию реактивной мощности производят до получения значения $cos \varphi_{эк} = 0,92...0,95$, примем значение 0,94.

Тогда значение экономического тангенса равно $tg \varphi_{эк} = 0,36$.

Расчётная мощность компенсирующего устройства равна:

$$Q_{KV} = 7,12 \cdot (0,4 - 0,36) = 0,28 \text{ МВАр.}$$

Так как число секций шин на низкой стороне, к которой присоединяется УКРМ, равно 2, то:

$$Q_{KV_{сш}} = \frac{0,28}{2} = 0,14 \text{ МВАр.}$$

В соответствии с приказом № 380, если реактивная мощность меньше 200 квар, то компенсация реактивной мощности не требуется.

Таким образом, значение некомпенсированной реактивной мощности:

$$Q_{неск} = 2,82 \text{ МВАр.}$$

3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На выбор силовых трансформаторов влияют следующие факторы:

- категория электроснабжения потребителей;
- перегрузочная способность;
- суточный график распределения нагрузок;
- экономичный режим работы трансформатора.

Для обеспечения минимальной надёжности электроснабжения потребителей 1 и 2 категории оптимальным вариантом является установка двух трансформаторов на подстанции. Поэтому проектируемая подстанция Игровая выбирается двухтрансформаторной.

В эксплуатации возможен выход одного трансформатора из строя по причине различных аварий, поэтому мощность одного трансформатора выбирается так, чтобы при отключении одного, второй обеспечил полное питание потребителя.

При работе двух трансформаторов, то есть в нормальном режиме, коэффициент загрузки трансформатора должен составлять 0,5 - 0,75, в данном случае примем значение 0,7.

При отключении одного из трансформаторов, то есть в послеаварийном режиме, коэффициент загрузки второго трансформатора должен быть не больше 1,5, в данном случае примем значение 1,4.

Выбор мощности трансформатора производится по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}; \quad (10)$$

где n - количество трансформаторов;

K_3 - коэффициент загрузки;

P_{cp} - средняя активная мощность нагрузки.

Трансформатор выбирается из условия:

$$S_m \geq S_p; \quad (11)$$

Проверка выбранного трансформатора выполняется по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_m}; \quad (12)$$

$$K_3^{послев} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_m}; \quad (13)$$

Мощность трансформатора на проектируемой подстанции Игровая:

$$S_P = \frac{\sqrt{7,04^2 + 2,82^2}}{2 \cdot 0,7} = 5,42 \text{ МВА.}$$

К установке принимается трансформатор ТМН-6300/110/10 мощностью 6,3 МВт, выпускаемый ГК «Новые технологии».

Проверка выбранного трансформатора:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{7,04^2 + 2,82^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,6.$$

$$K_3^{послев} = \frac{\sqrt{7,04^2 + 2,82^2}}{1 \cdot 6,3} = 1,2.$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме входят в допустимые пределы и являются экономически рациональными, поэтому трансформатор выбран верно.

3.6 Выбор сечения проводников

Сечение проводника воздушной и кабельной линий это один из главных параметров. Сечение проводника влияет на пропускную способность, потери электроэнергии и стоимость самого проводника.

В данной работе применено воздушное исполнение линии и выбор её сечения производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки [19].

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{ц}}}; \quad (14)$$

где U - номинальное напряжение линии;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей.

Расчётное значение тока [19]:

$$I_p = I_{max} \cdot a_i \cdot a_T; \quad (15)$$

где a_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, равный 1,05 для линии 110 кВ;

a_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, равный 1. [33]

Максимальный ток в линии рассчитан с помощью ПК RastrWin 3 в нормальных режимах максимальных спрогнозированных нагрузок.

Выбор сечения провода для разработанных вариантов:

Вариант №1:

Максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{26,3^2 + 3,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 139 \text{ А.}$$

Расчётный ток:

$$I_p = 139 \cdot 1,05 \cdot 1 = 145,95 \text{ А.}$$

С учётом номинального напряжения участка, количеством цепей, температуры окружающей среды, района по гололёду и других климатических факторов к установке принимаем провод марки АСКП-240/39 с длительно допустимым током 610 А.

Вариант №2:

Максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{7,2^2 + 2,85^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 20,3 \text{ А.}$$

Расчётный ток:

$$I_p = 19,6 \cdot 1,05 \cdot 1 = 21,32 \text{ А.}$$

С учётом номинального напряжения участка, количеством цепей, температуры окружающей среды и другими климатическими факторами к установке принимаем провод марки АС-150/11 с длительно допустимым током 445 А.

3.7 Технико-экономический расчёт

Технико-экономическое сравнение вариантов необходимо для выбора оптимального из разработанных. В данном разделе сравнение будет проводиться по капитальным вложениям, дисконтированным затратам, чистому дисконтированному доходу и стоимости потерь электроэнергии.

3.7.1 Капитальные вложения

Стоимость капиталовложений включает в себя:

- капиталовложения на демонтаж старого оборудования;
- капиталовложения на сооружения ЛЭП;

- капиталовложения на сооружение подстанции.

Капитальные вложения складываются из капиталовложений в линию и капиталовложений в подстанцию:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП}; \quad (16)$$

Стоимость капиталовложений на сооружение подстанции включает в себя стоимость силовых трансформаторов, РУ и компенсирующих устройств, а также постоянных затрат, в которые входят затраты на отвод земли, монтажные работы и т.д.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}; \quad (17)$$

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.

Стоимость капитальных вложений на строительство ЛЭП:

$$K_{ЛЭП} = K_{ОТ.З.} + K_{ЛЭП}; \quad (18)$$

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

где K_0 - удельная стоимость одного километра линии;

$L_{ЛЭП}$ - длина линии.

Капиталовложения рассчитаны с учётом коэффициента инфляции и зонального коэффициента.

Вариант №1:

$$K_{ПС} = (6400 + 300 + 52000 + 7000 + 1260) \cdot 1,3 \cdot 1,09 = 937467,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = 22365 \cdot 1,4 = 31311 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = (3000 + 31311) \cdot 1,3 = 41173,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_1 = 937467,6 + 41173,2 = 983770 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант №2:

$$K_{ПС} = (6400 + 300 + 42000 + 5000 + 1200) \cdot 1,3 \cdot 1,09 = 768215,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = 34080 \cdot 4,1 = 139728 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = 22365 \cdot 23 = 514395 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = (12000 + 139728 + 514395) \cdot 1,3 = 865959,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_2 = 768215,7 + 514395 + 139728 = 1634176 \text{ тыс. руб.}$$

3.7.2 Потери электроэнергии

Потери электроэнергии – потери, связанные с различными процессами при эксплуатации оборудования и линий.

Для дальнейшего технико-экономического расчёта необходимо рассчитать потери электроэнергии, в данном случае это сумма потерь в линиях электропередачи и трансформаторах [14].

Потери электроэнергии обусловлены сопротивлением линий и трансформаторов, потери на корону, потери холостого хода в обмотках трансформаторов, утечка по изоляторам и другие.

Нагрузочные потери в линиях и трансформаторах:

$$\Delta W_{Л(ТР)} = \frac{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л(ТР)} \cdot T_G ; \quad (20)$$

где T_G - количество часов в году, равное 8760 ч.

Условно-постоянные потери в линии:

$$\Delta W_{УП} = \Delta W_{уд.КОР.} \cdot l_{сумм} \cdot T_G ; \quad (21)$$

где $l_{сумм}$ - суммарная длина рассматриваемых линий;

$\Delta W_{уд.КОР.}$ - удельные потери мощности на корону на 1 км линии.

Условно-постоянные потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \Delta P_{xx} \cdot T_G ; \quad (22)$$

где ΔP_{xx} - активные потери мощности в режиме холостого хода трансформатора.

Вариант №1:

$$\Delta W_{Л} = \frac{26,3^2 + 3,5^2}{110^2} \cdot 0,12 \cdot 8760 = 61,2 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W_{TP} = \frac{7,2^2 + 2,85^2}{110^2} \cdot 14,7 \cdot 8760 = 638 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W_{yII} = 0,0002 \cdot 1,4 \cdot 8760 = 2,5 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W_{TP} = 0,0115 \cdot 8760 = 100,7 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W = 802,4 \text{ МВт*ч.}$$

Вариант №2:

$$\Delta W_{yI} = \frac{7,2^2 + 2,85^2}{110^2} \cdot 0,428 \cdot 8760 = 18,6 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W_{TP} = \frac{7,2^2 + 2,85^2}{110^2} \cdot 14,7 \cdot 8760 = 638 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W_{yII} = 0,0002 \cdot 4,1 \cdot 8760 = 7,2 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W_{TP} = 0,0115 \cdot 8760 = 100,7 \text{ МВт*ч.}$$

$$\Delta W = 764,5 \text{ МВт*ч.}$$

3.7.3 Эксплуатационные издержки

Эксплуатационные издержки – это показатель издержек, которые несёт предприятие в процессе обеспечения работоспособности оборудования подстанции, линий и прочего. К эксплуатационным издержкам относятся амортизационные отчисления, издержки на ремонт и издержки на потерю электроэнергии.

Эксплуатационные издержки определяются по выражению:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W}; \quad (23)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потерю электроэнергии.

Издержки на амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CL}}; \quad (24)$$

где T_{CL} - срок службы, равный в данном случае 20 годам.

Издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание:

$$I_{PЭО} = \alpha_{mэoBЛ} \cdot K_{BЛ} + \alpha_{mэoПC} \cdot K_{ПC}; \quad (25)$$

где $\alpha_{mэoBЛ}$ - норма ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ, равная 0,008;

$\alpha_{mэoПC}$ - норма ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС, равная 0,059.

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (26)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь за 1 кВт*ч, равная 2,25 руб./кВт*ч [10].

Вариант №1:

$$I_{AM} = \frac{982071,9}{20} = 49103,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 44604,3 + 0,059 \cdot 937467,6 = 55667,4 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\Delta W} = 802,4 \cdot 2,25 = 1805 \text{ тыс. руб.};$$

$$I = 49103 + 55667 + 1805 = 106576 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант №2:

$$I_{AM} = \frac{1634176}{20} = 81709 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 865960 + 0,059 \cdot 768216 = 52252 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\Delta W} = 764,5 \cdot 2,25 = 1719 \text{ тыс. руб.};$$

$$I = 81709 + 52252 + 1719 = 135680 \text{ тыс. руб.}$$

3.7.4 Дисконтированные затраты

Дисконтированные затраты - это величина будущих затрат, приведённых к настоящему моменту.

Выбор рационального варианта конфигурации электрической сети осуществляется по минимуму дисконтированных затрат:

$$Z = \sum_{t=0}^{T_{расч}} (K_t + I_t) \cdot \frac{1}{(1 + E_{H.Д})^t} \rightarrow \min ; \quad (27)$$

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

I_t - суммарные годовые издержки;

$T_{расч}$ - расчётный период, равный 20 годам.

Результаты расчёта дисконтированных затрат приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Дисконтированные затраты

Номер варианта	З, тыс. руб.
1	2
№1	1574586
№2	23377729

Результаты рассчитанных технико-экономических показателей приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Техничко-экономические показатели

Номер варианта	К, тыс. руб.	З, тыс. руб.
1	2	3
№1	983770	1574586
№2	1634176	23377729

Капитальные вложения в варианте №1 меньше, чем в варианте №2, дисконтированные затраты тоже меньше и отличаются более чем на 5%.

Таким образом, при технико-экономическом сравнении оптимальным является вариант №1.

3.7.5 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход - это значение превышения суммарных дисконтированных превышений денежных поступлений над суммарными дисконтированными денежными затратами, приведённое к настоящему времени.

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{н.д})^t}; \quad (28)$$

где $T_{расч}$ - расчётное время, равное 10 годам;

\mathcal{E}_t - чистый поток платежей:

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_d; \quad (29)$$

где K_t - величина годовых капитальных вложений;

I_t - суммарные годовые эксплуатационный издержки;

K_d - затраты на демонтаж оборудования;

D_t - суммарный годовой доход:

$$D_t = (C_{сеть} - C_{ТЭЦ}) \cdot W_{год}; \quad (30)$$

где $C_{сеть}$ - стоимость покупки 1 кВт*ч, равная 2,25 руб/кВт*ч;

$C_{ТЭЦ}$ - себестоимость производства 1 кВт*ч, равная 0,69 руб/кВт*ч [9].

Годовое потребление определяется:

$$W_{год} = P_{max} \cdot T_{max}; \quad (31)$$

где T_{max} - число часов максимальной нагрузки, равное 7700 ч.

Расчёт ЧДД для рассматриваемого проекта:

$$W_{год} = 7,12 \cdot 7700 = 74824 \text{ МВт*ч.}$$

$$D_t = (2,25 - 0,69) \cdot 74824 = 116726 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёты выполнены с помощью Microsoft Excel и их результаты представлены в виде графика на рисунке 1.

Расчёт показал, что срок окупаемости данного проекта составит около 8 лет и в конечном итоге ЧДД будет положительным.

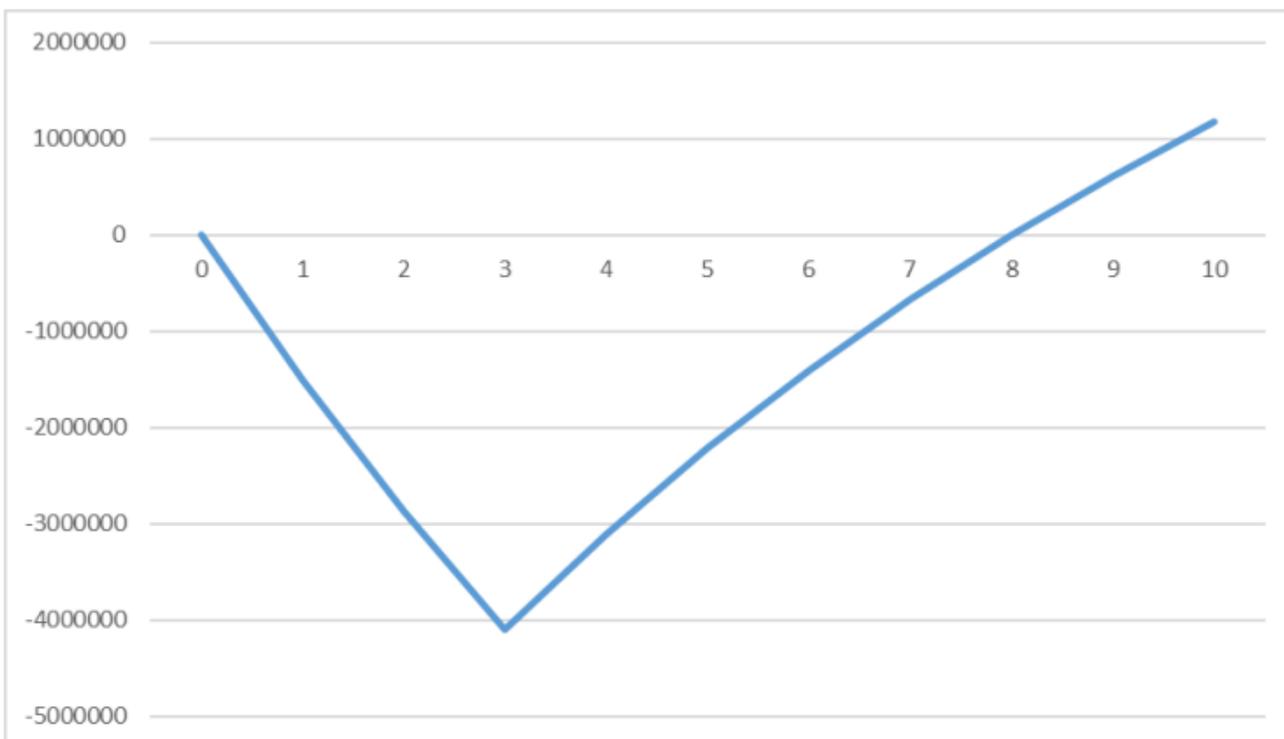


Рисунок 1 – График ЧДД

Расчёт показал, что срок окупаемости данного проекта составит около 8 лет и в конечном итоге ЧДД будет положительным.

4 АНАЛИЗ РЕЖИМА ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе проводится анализ режимов выбранного варианта конфигурации электрической сети, а именно вариант №1 - подстанция Игровая – транзит от ВЛ АТЭЦ – Муравейка.

Выполняется анализ по условиям устойчивости передаваемой активной мощности по линиям и по нагрузочной плотности тока линий. Все расчёты выполнены в режиме максимальных спрогнозированных на 5 лет нагрузок.

4.1 Анализ нормального режима конфигурации варианта №1

Расчёт и анализ токовой нагрузки линий проведен в разделе 3. Расчёт показал, что токовые нагрузки линий находятся в допустимых пределах. Для большего анализа режима необходимо провести анализ по предельной активной передаваемой мощности по линии и анализ нагрузочной плотности тока линий.

Анализ загрузки линий по предельной активной мощности представлен в таблице 13.

Значение предельной активной передаваемой мощности по линии

Таблица 13 – Анализ загрузки линий по предельной активной мощности

Наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт	Загрузка по предельной активной мощности, %
АТЭЦ – Игровая	26,3	24
Игровая –Муравейка	19,1	17,5
Муравейка - Океан	13,1	12
Океан - Лазурная	9,7	8,9
Лазурная - Горностай	5,8	5,3
АТЭЦ - Промузел	41,9	60,9
Промузел – Спутник	22,8	33,2
Спутник – Чайка	6,5	9,5
Чайка - Волна	38,2	55,6

В данном режиме показатели загрузки линий 110 кВ по предельной активной мощности, передаваемой по линиям, не превышают допустимого значения. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ПС Промузел.

Плотность тока получена путём расчёта в программе Microsoft Excel 2010 данных токовой загруженности участков ЛЭП полученной в программе Rastr Win 3.

Анализ нагрузочной плотности тока линий выполняется по условию:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{S} \leq 1; \quad (32)$$

где S - сечение провода.

Анализ нагрузочной плотности тока линий представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Анализ нагрузочной плотности тока линий

Наименование ЛЭП	Токовая нагрузка, А	Сечение, мм	Плотность, А/мм ²
АТЭЦ – Игровая	139,3	240	0,58
Игровая – Муравейка	101,9	240	0,42
Муравейка - Океан	69,3	240	0,29
Океан - Лазурная	52,6	240	0,22
Лазурная - Горностай	35,6	240	0,15
АТЭЦ - Промузел	220,7	120	1,84
Промузел – Спутник	119,5	120	0,996
Спутник – Чайка	55,7	120	0,46
Чайка - Волна	227	120	1,89

Полученная плотность тока условно считается максимальной, так как расчет режима выполнен по максимальным спрогнозированным значениям нагрузок.

Значение нагрузочной плотности тока линий электропередачи Артёмовская ТЭЦ – ПС Промузел и ПС Чайка – ПС Волна превышают допустимое значение, поэтому необходимо разработать меры по снижению значения данного показателя. В данном случае необходимо провести реконструкцию сети.

Для того, чтобы снизить значение нагрузочной плотности нужно увеличить пропускную способность линии. Существует несколько способов повышения пропускной способности:

- строительство дополнительных цепей;

- установка устройств компенсации реактивной мощности;
- повышение класса напряжения электрической сети;
- расщепление фазы;
- замена проводников на провода с большим сечением.

В данном случае рационально применить замену проводников на провод с большим сечением, так как расщепление фазы и установка КУ не дают нужного эффекта для решения проблемы, а строительство второй цепи и повышение класса напряжения являются слишком затратными с экономической точки зрения.

Таким образом, необходимо заменить 24,99 км проводов АС-120 и М-70 на АС-240 линии АТЭЦ – Промузел. В линии Чайка – Волна необходимо заменить 4,09 км проводов АС-120 и АС-150 на провод АС-240. Тогда значения нагрузочной плотности тока изменятся следующим образом:

Таблица 15 – Анализ нагрузочной плотности тока линий после реконструкции

Наименование ЛЭП	Токвая нагрузка, А	Сечение, мм	Плотность, А/мм ²
АТЭЦ – Игровая	139,3	240	0,58
Игровая – Муравейка	101,9	240	0,42
Муравейка - Океан	69,3	240	0,29
Океан - Лазурная	52,6	240	0,22
Лазурная - Горностай	35,6	240	0,15
АТЭЦ - Промузел	220,7	240	0,92
Промузел – Спутник	119,5	120	0,996
Спутник – Чайка	55,7	120	0,46
Чайка - Волна	227	240	0,95

После реконструкции значения нагрузочной плотности тока не превышают допустимое значение.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание – случайное событие, характеризующееся большим значением тока в точке замыкания. Частые причины КЗ:

- механические повреждения изоляции;
- старение, т.е. износ изоляции;
- увлажнение изоляции;
- различные набросы на провода воздушных линий;
- перекрытие фаз животными и птицами;
- перекрытие между фазами вследствие атмосферных перенапряжений;
- ошибочные действия персонала.

В данной работе расчёт токов короткого замыкания проводится методом симметричных составляющих. Расчёт токов КЗ необходим для выбора и проверки оборудования на проектируемой подстанции 110 кВ Игровая.

Для более точных результатов расчёт ТКЗ произведён в ПВК RastrKZ.

5.1 Расчёт ТКЗ в RastrKZ

Данный программно-вычислительный комплекс предназначен для расчёта однофазных, двухфазных, трёхфазных, двухфазных на землю прямой, нулевой и обратной последовательности.

Прежде чем начать выполнение расчётов, необходимо составить схемы замещения и рассчитать их параметры в именованных единицах (Ом, кВ) с учётом коэффициентов трансформации автотрансформаторов и трансформаторов и без приведения значений параметров к одной ступени напряжения системы.

5.2 Параметры элементов схемы замещения

Для расчёта токов короткого замыкания необходимо задать сопротивления генераторов прямой и обратной последовательности, линий прямой и нулевой последовательности.

Параметры генераторов на источниках питания:

Таблица 16 – Параметры генераторов ВТЭЦ-2

Параметр	Тип генератора	
	ТВФ-100-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ
1	2	3
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

Таблица 17 – Параметры генераторов АТЭЦ

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

Таблица 18 – Параметры генераторов Восточной ТЭЦ

Параметр	Тип генератора
	ТФ-50-2
1	2
Активная мощность, МВт	50
Коэффициент мощности	0,8
Полная мощность, МВА	62,5
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток, А	3440
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,1347

Далее рассчитывается сопротивление генераторов прямой последовательности и обратной последовательности, линий прямой и нулевой последовательности по формулам:

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_H}; \quad (33)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

S_H - полная мощность генератора;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{г.об} = 1,22 \cdot X_{г.пр}; \quad (34)$$

Сопротивления генераторов прямой и обратной последовательности:

Таблица 19 – Сопротивления генераторов прямой и обратной последовательностей

Тип генератора	Параметр	
	$X_{г.пр}$	$X_{г.об}$
1	2	3
ТВФ-120-2УЗ	0,169	0,207
ТВФ-100-2УЗ	0,179	0,219
ТФ-50-2	0,238	0,290

Сопротивление линий прямой последовательности приведены в приложении А таблице В.1.

Сопротивление линий нулевой последовательности рассчитаны с использованием отношения X_0 / X_1 равное 3. Результаты приведены в приложении В таблице ?.

5.3 Результаты расчёта ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Значения параметров узлов, ветвей приведены в приложении В таблицах В.2, В.3, В.4 соответственно.

Значения параметров генераторов приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Генераторы/Несимметрия

№ генератора	К генераторов	№ узла	x	X2	E
1	2	3	4	5	6
1	1	4	0,306	0,306	10,5
2	3	7	0,306	0,306	10,5
3	2	8	0,306	0,306	10,5
4	1	13	0,306	0,306	10,5
5	2	15	0,306	0,306	10,5
6	1	16	0,306	0,306	10,5
7	3	64	0,306	0,306	10,5

Ударный ток КЗ – это ток с наибольшим максимальным значением в одной из фаз сети. Ударный ток возникает в момент прохождения напряжения фазы через нулевое значение.

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}; \quad (35)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент;

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

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (36)$$

где T_a - постоянная времени.

Таблица 21 – Значения токов КЗ на шинах ПС Игровая

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{ПО}}^{(2)}$, кА	T_a	$i_{y\partial}$, кА
1	2	3	4	5
ВН ПС Игровая	15,29	7,64	0,03	42,54
НН ПС Игровая	4,41	2,2	0,02	12,17

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ИГРОВАЯ

Данный раздел посвящён выбору РУ и оборудования, устанавливаемого на проектируемой подстанции: выключатель, разъединитель, трансформатор напряжения, трансформатор тока, сборные шины, аккумуляторы, опорные изоляторы.

6.1 Выбор РУ

Распределительное устройство — это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

В качестве РУ ВН выбрано ОРУ – открытое распределительное устройство.

Схема ОРУ – 5Н – «мостик» с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

В такой схеме для четырёх присоединений устанавливается 3 выключателя.

При повреждении на одной из линий отключается выключатель со стороны этой линии, трансформаторы остаются в работе и питание осуществляется по второй линии.

При отключении одного из трансформаторов отключается одноимённая ему линия, что является недостатком данной схеме. Но, учитывая, что повреждения в трансформаторах случаются редко, такой недостаток схемы можно принять.

В качестве РУ НН выбрано КРУ-6 кВ, серии КРУ-СЭЩ-63, предназначенное для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 кВ на токи 630 - 2 000 А.

Таблица 22 – Основные параметры шкафа КРУ- СЭЩ-63 6 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000

1	2
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Упрощённая схема распределительных устройств подстанции Игровая приведена в приложении А на рисунке А.10.

6.2 Выбор выключателей

Выключатель – коммутационное устройство, которое предназначено для оперативного включения или отключения оборудования или цепей в нормальных или послеаварийных режимах при ручном, автоматическом или дистанционном управлении.

Выключатели выбираются по нормальному режиму и проверяются на отключающую способность и стойкость токам КЗ.

Условия выбора:

- по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (37)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}; \quad (38)$$

Условия проверки:

- по симметричному току отключения:

$$I_{откл.ном} \geq I_{Пг}^{(3)}; \quad (39)$$

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

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

- по включающей способности:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (40)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}^{(3)}; \quad (41)$$

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

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

- по апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат}; \quad (42)$$

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

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

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (43)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (44)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

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

$$\tau = t_{cз.min} + t_{cв}; \quad (45)$$

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

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

- по электродинамической стойкости по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{П0}^{(3)}; \quad (46)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (47)$$

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

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

- по термической стойкости по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{пер}; \quad (48)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, кА²с;

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

$t_{пер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_K = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (49)$$

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.};$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока КЗ):

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}; \quad (50)$$

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

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

Максимальный ток:

$$I_{\max ВН\Sigma} = I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (51)$$

Выбор выключателя на стороне ВН 110 кВ:

$$I_{\max ВН\Sigma} = \frac{7,67}{\sqrt{3} \cdot 110} = 40,25 \text{ А};$$

$$B_k = 15,29^2 \cdot (2 + 0,03) = 474,6 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

К установке на ВН 110 кВ принимаем элегазовые выключатели ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 УХЛ1.

Результаты расчёта и сравнение приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты выбора выключателя ВГТ-УЭТМ-110-40/3150у1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{\max(ТН)} = 40,25 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,29 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 15,29 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$,

1	2	3
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 42,54 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 15,29^2 \cdot (2 + 0,03) = 474,6 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Аналогично проверяется выключатель VF12-M-6, изготавливаемый заводом электротехнического оборудования «Элтехника», в КРУ-6 кВ [21]:

$$I_{\max HH\Sigma} = \frac{7,67}{\sqrt{3} \cdot 6} = 738 \text{ А.}$$

$$B_K = 4,41^2 \cdot (2 + 0,02) = 41,23 \text{ кА}^2 / \text{с.}$$

Результаты проверки выключателя приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проверки выключателя VF12-M-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max(CT)} = 738 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,41 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,41 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 12,17 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{y\partial}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 41,23 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель удовлетворяет условиям проверки.

6.3 Выбор разъединителей

Разъединитель - это устройство, предназначенное для создания видимого разрыва электрической цепи в условиях, при которых на его контактах не возникает длинной открытой электрической дуги, в целях безопасности при проведении ремонтных и профилактических работ.

Разъединитель состоит из подвижных и неподвижных контактов, расположенных на изоляторах.

Выбор разъединителя выполняется также как выбор выключателя, однако выбор по отключающей способности не требуется, потому что для коммутации под током разъединители не применяются.

На ОРУ 110 кВ к установке принимается разъединитель 110 кВ РГН.2-110/1000 УХЛ1.

Результаты расчёта по выбору разъединителя ВН 110 кВ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГН.2-110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max(CT)} = 40,25 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 42,54 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 474,6 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Разъединитель удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Выбор и проверка разъединителя в КРУ- 6 кВ не требуется, так как выключатель в КРУ является выкатным.

6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока обычно выбирается с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для приборов защиты, вторая – для включения измерительных приборов.

Выбор осуществляется по номинальному напряжению, токам первичной и вторичной цепей, электродинамической, термической стойкости токам КЗ.

Вторичный ток трансформатора тока должен составлять 5 А или 1 А.

Выбор трансформатора тока выполняется по номинальному напряжению, токам первичной и вторичной цепей, электродинамической, термической стойкости токам КЗ.

Примем к установке алюминиевый кабель КВВГ с сечением жилы 4 мм².

Сопротивление кабеля рассчитывается по формуле:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (52)$$

где ρ сопротивление материала проводника;

l - длина проводника, принимаем равной 60 м для 110 кВ;

q - сечение проводника.

$$r = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Условие для соблюдения заданного класса точности:

$$z_{2доп} \geq r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}; \quad (53)$$

где $r_{приб}$ - сопротивление приборов;

$r_{пров}$ - сопротивление соединительного кабеля;

$r_{конт}$ - переходное сопротивление контактов, равное 0,1 Ом.

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}; \quad (54)$$

где $S_{приб}$ - мощность приборов;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

Примем к установке трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1. Приборы, подключаемые к трансформатору тока и их нагрузка по фазам, приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Приборы, подключаемые к ТОГФ-110 УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,7	1,7	1,7

Сопротивление:

$$z_2 = 0,42 + 0,1 + 0,068 = 0,59 \text{ Ом.}$$

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора тока ТОГФ-110 УХЛ1 на стороне открытого распределительного устройства 110 кВ, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ ТОГФ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$

1	2	3
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_P = 40,25 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,59 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 63^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 474,6 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

В КРУ – 6 кВ установлен трансформатор тока ТОЛ-6.

Результаты расчёта и сравнения условий проверки трансформатора тока приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Приборы, подключаемые к ТОЛ-6 УХЛ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,7	1,7	1,7

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ТОЛ-6 УХЛ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 738 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,588 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 922,3 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 41,23 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторами напряжения, как правило, называют разновидность трансформаторов, которые предназначены не для передачи мощности, а для гальванического разделения высоковольтной стороны от низковольтной. Такие трансформаторы предназначены для питания измерительных и управляющих приборов.

Выбор трансформаторов напряжения выполняется по номинальному напряжению и допустимой мощности вторичной обмотки.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для проверки на соответствие классу точности необходимо определить расчётную нагрузку во вторичной цепи по выражению:

$$S_{2\text{расч}} = \sqrt{(S_{\text{приб}} \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (S_{\text{приб}} \sin \varphi_{\text{приб}})^2}. \quad (55)$$

Мощность приборов, подсоединённым к трансформаторам напряжения на стороне ВН 110 кВ:

Таблица 30 – Вторичная нагрузка ТН на ВН 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В·А	Суммарная мощность, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Частотомер	СС3021	2	5	10
Ваттметр	СР3021	4	5	20
Варметр	СВ3021	4	5	20
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный-230	4	0,3	0,12
Итого				75,12

Расчётная нагрузка:

$$S_{2\text{расч}} = 70,5 \text{ ВА.}$$

Условие для проверки на допустимую мощность вторичной обмотки:

$$S_{2\text{расч}} \leq S_{\text{ном}}. \quad (56)$$

Примем к установке на ВН 110 кВ трансформатор напряжения ЗНГ-110 УХЛ1.

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ЗНГ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_P = 70,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Трансформатор напряжения ЗНГ-110 УХЛ1 удовлетворяет условиям выбора и проверки.

В КРУ - 6 кВ установлен трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6.

Расчёт и сравнение трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 выполняется аналогично ВН 110 кВ.

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ЗНОЛ-СЭЩ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 72,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 удовлетворяет условиям выбора и проверки.

6.6 Выбор токоведущих частей

Токоведущие части в распределительных устройствах подстанций 110 кВ подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО [8].

Выбор токоведущих частей выполнен по длительно допустимому току и термической стойкости. На низкой стороне трансформатора еще по динамической устойчивости.

Все соединения внутри закрытого распредустройства 6-10 кВ выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. При токах до 3 кА в закрытых распредустройствах 6-10 кВ применяются однополосные и двухполосные алюминиевые шины.

Сечение выбирается исходя из выражения:

$$I_{\text{од}} \geq I_{\text{max}}. \quad (57)$$

$$I_{\text{max BH}} = 40,25 \text{ А};$$

Примем к установке на ВН 110 кВ провод АС-240/19 с длительно допустимым током 605 А.

Проверка по длительно допустимому току:

$$605 \geq 40,25.$$

Выбранное сечение подходит по длительно допустимому току.

Проверка на термическую стойкость:

$$S \geq S_{\text{min}}; \quad (58)$$

где S - выбранное сечение;

S_{\min} - минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости при коротком замыкании.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (59)$$

где B_k - тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания;

C - функция, значение которой равно 91 для алюминиевого провода.

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{474,6 \cdot 10^6}}{91} = 239,4 \text{ мм}^2.$$

Проверка по термической стойкости:

$$240 \geq 239,4.$$

Выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка по условиям короны в данном случае не требуется, так как выбранное сечение проводника больше минимального.

На НН 6 кВ к установке примем однополосную жёсткую алюминиевую ошиновку круглого сечения с длительно допустимым током 1770 А с наружным диаметром 80 мм и внутренним – 74 мм.

Максимальный ток на стороне НН:

$$I_{\max \text{ НН}} = 738 \text{ А}.$$

Проверка по длительно допустимому току:

$$1770 \geq 738.$$

Выбранное сечение подходит по длительно допустимому току.

Проверка на термическую стойкость:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{41,2310^6}}{91} = 70,6 \text{ мм.}$$

$$74 \geq 70.$$

Выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Механический расчёт однополосных жёстких шин:

Проверка по динамической устойчивости:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (60)$$

$\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}; \quad (61)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия.

l - пролет шины;

a - расстояние между соседними фазами.

Момент сопротивления:

$$W = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{D \cdot 32}; \quad (62)$$

$$W = \frac{3,14(80^2 - 74^2)}{80 \cdot 32} = 1,13 \text{ см}^3. \quad (63)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12,17^2 \cdot 1,35^2}{1,13 \cdot 5} = 82,75 \text{ МПа}.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 91 \text{ МПа}$. Тогда:

$$91 \geq 87,75.$$

Сечение шины выбрано верно.

6.7 Выбор ТСН

Мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН) выбирается исходя из мощности, необходимой для питания собственных нужд, то есть всех вспомогательных устройств, необходимых для эксплуатации их в нормальных и аварийных режимах.

Нагрузка электрооборудования на подстанции:

Таблица 33 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	130,4			65,8

Мощность ТСН определяется следующим выражением:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} ; \quad (64)$$

где k_c - коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8.

Расчёт нагрузки ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{16,3^2 + 6,5^2} = 14,04 \text{ кВА.}$$

Мощность ТСН:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T} ; \quad (65)$$

где k_3 - коэффициент загрузки, равный 0,7;

N_T - количество ТСН, принимаем равным 2.

$$S_T = \frac{14,04}{0,7 \cdot 2} = 10,02 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке ТСН-25/6/0,4.

6.8 Выбор аккумуляторных батарей

Особым элементом в системе обеспечения потребителей управляющих систем являются аккумуляторные батареи, которые используются как в нормальном, так и аварийных режимах работы установок..

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} ; \quad (66)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах, принимаем 230 В;

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

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

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

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

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

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

Типовой номер батареи выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right); \quad (67)$$

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

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981; \quad (68)$$

При округлении до ближайшего типового получается:

$$N = 3.$$

Примем к установке аккумуляторную батарею СК-3.

Проверка по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (69)$$

$$92 \leq 46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ A}.$$

Выбранная аккумуляторная батарея удовлетворяет условиям проверки.

6.9 Выбор изоляторов

Крепление шин в РУ осуществляется с помощью проходных, опорных и подвесных изоляторов.

На ОРУ 110 кВ ошиновка крепится при помощи подвесных изоляторов, выполненных в виде гирлянды.

Проверка изоляторов осуществляется по длине пути утечки.

Изоляционные конструкции выбираются по длине пути утечки:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K; \quad (70)$$

где λ_3 - удельная эффективная длина утечки, равная 1,5 см/кВ;

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение;

K - коэффициент эффективности.

Коэффициент эффективности изоляционных конструкций, составленных из однотипных изоляторов:

$$K = K_H \cdot K_K; \quad (71)$$

$$K = 1,2 \cdot 1,05 = 1,26.$$

Число изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{L}{L_{II}}; \quad (72)$$

где L_{II} - длина пути утечки одного изолятора.

Длина пути утечки:

$$L = 1,5 \cdot 121 \cdot 1,26 = 228,7 \text{ см.}$$

Примем к установке гирлянду из подвесных стеклянных тарельчатых изоляторов ПС70Е с длиной пути утечки 310 мм.

Число изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{228,7}{31} = 7,4.$$

Округляя до целого получим:

$$m = 8.$$

На НН 6 кВ жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Их выбор выполняется по номинальному напряжению и допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \geq F_{доп}; \quad (73)$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора, равная:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (74)$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

Сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l; \quad (75)$$

где a - расстояние между фазами;

l - длина пролёта между изоляторами.

Примем к установке опорный изолятор типа ИО 100/06-01.

Допустимая нагрузка:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

Расчётная сила, действующая на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12170^2}{1} \cdot 6 = 1539 \text{ Н;}$$

$$1539 \leq 3000.$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условиям выбора и проверки.

6.10 Выбор ОПН

Ограничитель перенапряжения предназначен для первичной защиты оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

ОПН на высокой стороне трансформатора выбирается по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, номинальному напряжению и по условиям обеспечения взрывобезопасности, защитному уровню, защитному координационному интервалу по внутренним перенапряжениям и грозовым воздействиям. Выбор ОПН на низкой стороне проводится аналогично, за исключением определения удельной энергоёмкости.

Порядок выбора ОПН [17]:

- по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нр} \geq 1,2 \cdot \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}}. \quad (76)$$

где $U_{нс}$ - наибольшее значение рабочего напряжения (фазного) сети в точке его установки.

- по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{эКВ}; \quad (77)$$

где $U_{эКВ}$ - амплитуда эквивалентного десятого квазистационарного перенапряжения:

$$U_{эКВ} = U_K \cdot \left(\frac{T_K}{10} \right)^m; \quad (78)$$

где m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени», равный 0,02;

T_K - продолжительность квазистационарного перенапряжения, равная 4 с.;

U_K - амплитуда квазистационарного перенапряжения:

$$U_K = 1,4 \cdot U_{н.р.}. \quad (79)$$

- по условиям обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0} \quad (80)$$

Выбор ОПН для ВН 110 кВ:

$$U_{нр} \geq 1,2 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,2 \text{ кВ.}$$

$$U_K = 1,4 \cdot 76,2 = 106,7 \text{ кВ.}$$

$$U_{ЭКВ} = 106,7 \cdot \left(\frac{4}{10}\right)^{0,02} = 104,8 \text{ кВ.}$$

$$I_{В.Б} = 40 > 1,2 \cdot 15,29 = 18,3 \text{ кА.}$$

Примем к установке ОПН-П1-1110/77/10/2 IVУХЛ1.

Защитный уровень ОПН при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_I \cdot K_K \cdot U_{исп}}{1,2}; \quad (81)$$

где $U_{исп}$ - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, равное 200;

K_I - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, равный 1,35 [32];

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции, равный 0,9 [32].

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286,4 \text{ кВ.}$$

$$U_{ост.к} = 286,4 \geq U_{ост.к.ном} = 187 \text{ кВ.}$$

Условие проверки ОПН по защитному координационному интервалу по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к.ном}}{U_{доп}} > 0,15; \quad (82)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень перенапряжений.

$$A_{вн} = \frac{257,2 - 187}{257,2} = 0,27 > 0,15$$

Условие проверки ОПН по защитному координационному интервалу по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = \frac{U_{исп} - U_{ост}}{U_{исп}} > 0,2;$$

где $U_{исп}$ - значение грозового испытательного импульса, равное 480 В;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе.

$$A_{гр} = \frac{400 - 187}{400} = 0,53 > 0,2.$$

Сравнение расчётных и каталожных данных для ОПН-П1-1110/77/10/2 IVУХЛ1 приведено в таблице 34.

Таблица 34 - Сравнение расчётных и каталожных данных для ОПН-П1-1110/77/10/2 IVУХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{Н.Р.НОМ} = 77 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} = 76,2 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.НОМ} \geq U_{Н.Р.Д}$
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ЭКВ} = 104,8 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ЭКВ}$
$I_{В.Б.} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{П0} = 18,3 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} \geq 1,2 \cdot I_{П0}$
$U_{ОСТ.К.НОМ} = 187 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К} = 286,4 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К} \geq U_{ОСТ.К.НОМ}$
$A_{ВН.МИН} = 0,15$	$A_{ВН} = 0,27$	$A_{ВН} \geq A_{ВН.МИН}$
$A_{ГР.МИН} = 0,2$	$A_{ГР} = 0,53$	$A_{ГР} \geq A_{ГР.МИН}$

ОПН выбран верно.

Аналогично проводится выбор ОПН для НН 6 кВ за исключением определения удельной энергоёмкости:

$$W_{уд} = \frac{W_1 \cdot n}{U_{Н.Р.НОМ}}; \quad (83)$$

где W - энергия, рассеиваемая ОПН за один цикл зажигания и гашения дуги;

n - число зажигания дуги:

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C; \quad (84)$$

где I_C - емкостной ток замыкания на землю, равный 20 А.

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

$$W_{уд} = \frac{0,125 \cdot 28}{7,6} = 0,46 \text{ кДж/кВ.}$$

Сравнение расчётных и каталожных данных для ОПНп-6/680/7,6-10-IV УХЛ1 приведено в таблице 35.

Таблица 35 - Сравнение расчётных и каталожных данных для ОПНп-6/680/7,6-10-IV УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{н.р.ном} = 77 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} = 4,9 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} \geq U_{н.р.д}$
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{экв} = 6,85 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{экв}$
$I_{в.б.} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{по} = 5,2 \text{ кА}$	$I_{в.б.} \geq 1,2 \cdot I_{по}$
$U_{ост.к.ном} = 187 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} = 50,11 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} \geq U_{ост.к.ном}$
$A_{вн.мин} = 0,15$	$A_{вн} = 0,31$	$A_{вн} \geq A_{вн.мин}$
$A_{гр.мин} = 0,2$	$A_{гр} = 0,78$	$A_{гр} \geq A_{гр.мин}$
$W_{ном} = 4 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} = 0,46 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ном} \geq W_{уд}$

ОПН выбран верно.

7.1 Расчёт заземления

Заземление – это намеренное соединение элементов электроустановки с заземляющим устройством. Заземление выполняется сеткой с прямоугольными ячейками, в вершинах которых подключаются вертикальные молниеотводы.

Продольные пруты сетки укладываются вдоль рядов оборудования, поперечные - с переменным шагом ячейки.

Заземление закладывается на глубину 0,5 метра грунта.

В данной работе сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно составлять не более 0,5 Ом.

Площадь, используемая под заземление:

$$S = 3500 \text{ м}^2.$$

Примем диаметр прута для заземлителя $d = 16$ мм, тогда сечение составит $S_{пр.в} = 200$ мм.

Проверка на термическую стойкость токам короткого замыкания:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_k^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}; \quad (85)$$

где $I_k^{(1)}$ – ток однофазного короткого замыкания;

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

β – коэффициент, для стали равный 21.

Проверка на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}); \quad (86)$$

где $S_{\text{ср}}$ - средняя глубина коррозии:

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}; \quad (87)$$

где T - время службы заземлителя, равное 240 месяцев;

$a_{\text{к}}, b_{\text{к}}, c_{\text{к}}, d_{\text{к}}$ - коэффициенты, зависящие от грунтовых условий, равные 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224 соответственно.

$$S_{\text{ср}} = 0,102 \text{ мм.}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,12) = 5,2 \text{ мм}^2.$$

Условие проверки:

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{т.с}} + F_{\text{кор}}; \quad (88)$$

$$200 \geq 65,2 + 5,2.$$

Сечение прутков выбрано верно.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей:

$$L = \left(\frac{S}{a_{\text{q}}} \right) \cdot 2; \quad (89)$$

где a_{q} - шаг стороны d .

$$L = \left(\frac{3500}{8} \right) \cdot 2 = 875 \text{ м.}$$

Площадь подстанции представим квадратной, тогда значение стороны:

$$a = \sqrt{3500} = 59,2 \text{ м.}$$

Тогда число ячеек находится из выражения:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \tag{90}$$

$$m = \frac{875}{2 \cdot 59,2} - 1 = 6,4.$$

Округляя, получим $m = 7$.

Длина ячейки:

$$a_m = \frac{a}{m}; \tag{91}$$

$$a_m = \frac{59,2}{7} = 8,5 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \tag{92}$$

$$L = 2 \cdot 59,2 \cdot (7 + 1) = 947 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B}; \quad (93)$$

где l_B - длина вертикальных электродов, примем равной 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot 59,2}{8} = 29,6.$$

Округляя, получим $n_B = 30$.

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho_{эКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (94)$$

где $\rho_{эКВ}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{эКВ} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_1}{\rho_2}}; \quad (95)$$

где $h_{1э}$ - глубина заложения заземлителя, равная 5,7 м;

ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, толщиной 8 м, равное 90 Ом*м;

ρ_2 - удельное сопротивление нижнего слоя грунта, толщиной 9 м, равное 150 Ом*м.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{90} + \frac{9}{150}} = 38,28 \text{ Ом*м.}$$

$$R_{\text{ст}} = 38,28 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3500}} + \frac{1}{947 + 30 \cdot 5} \right) = 0,31 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}}; \quad (96)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ - импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}; \quad (97)$$

где $I_{\text{мол}}$ - ток молнии, равный 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3500}}{(40 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,5.$$

$$R_{\text{и}} = 0,31 \cdot 1,5 = 0,47 \text{ Ом.}$$

$$0,47 \leq 0,5.$$

Значение импульсного сопротивления входит в допустимый предел.

7.2 Молниезащита

Расчёт молниезащиты в данной работе выполняется для нормированной зоны А, напряжения 110 кВ.

Зона защиты – это часть пространства возле громоотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превышает 0,05 или 0,005 относительно вероятности удара молнии при отсутствии громоотвода.

Примем к установке 4 молниеотвода высотой 22 м, расположенных в углах по периметру подстанции.

Высота конуса зоны защиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot h; \quad (98)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 22,35 = 19 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (99)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 22,35) \cdot 22,35 = 23,6;$$

Радиус зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right); \quad (100)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 22,35) \cdot \left(22,35 - \frac{11,35}{0,85} \right) = 9,5 \text{ м.}$$

Зона между двумя молниеотводами, характеризуется гребнем в виде ломаной линии. Высота низшей и высшей точек этого гребня находится:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L_1 - h). \quad (101)$$

Радиус зоны защиты в этом случае:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}; \quad (102)$$

$$r_c = r_0.$$

Расчёт точек гребня для молниеотводов, стоящих на расстоянии 70 и 50 м соответственно:

$$h_c = 19 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22,35)(70 - 22,35) = 11,6 \text{ м};$$

$$h_c = 19 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 22,35)(50 - 22,35) = 14,1 \text{ м}.$$

Расчёт радиуса зон защиты на уровне защищаемого объекта для молниеотводов, стоящих на расстоянии 70 и 50 м соответственно:

$$r_{cx1} = \frac{23,6 \cdot (11,6 - 11,35)}{11,6} = 0,6 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = \frac{23,6 \cdot (14,1 - 11,35)}{14,1} = 4,6 \text{ м}.$$

Расчёт радиуса зон защиты на уровне земли для молниеотводов, стоящих на расстоянии 70 и 50 м соответственно:

$$r_{cx2} = \frac{23,6 \cdot (11,6 - 6)}{11,6} = 11,4 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = \frac{23,6 \cdot (14,1 - 6)}{14,1} = 13,6 \text{ м.}$$

Результаты расчётов молниезащиты приведены в таблице 36.

Таблица 36 - Результаты расчётов молниезащиты

Параметр	Значение, м
r_x	9,5
r_0	23,6
r_{cx1} (70 м)	0,6
r_{cx2} (70 м)	11,4
r_{cx1} (50 м)	4,6
r_{cx2} (50 м)	13,6
h_0	19
h_c (70 м)	11,6
h_c (50 м)	14,1

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Различные виды повреждений и ненормальные режимы работы электрооборудования, ЛЭП, распределительных устройств и т.д. довольно часто возникают в энергосистемах.

В большинстве случаев возникновение таких процессов приводят к появлению больших токов (ТКЗ) и снижению напряжения в элементах энергосистемы.

Большие токи короткого замыкания провоцируют выделение большого количества тепла, что в свою очередь приводит к повреждению изоляции и оборудования в местах возникновения ТКЗ.

Падение напряжения приводит к снижению качества электроэнергии, а также к ухудшению стабильности параллельной работы генераторов и энергосистемы.

Возникновение ненормальных режимов в энергосистемах приводит к отклонению нормальных параметров системы, а именно напряжения, тока, частоты, от допустимых значений. Повышение параметров тока и напряжения может привести к повреждениям электрооборудования и линий. Снижение напряжения и частоты может привести к нарушению устойчивости энергосистемы.

Для того, чтобы предотвратить все эти явления при появлении ненормальных режимов, необходимо быстро выявлять место повреждения или замыкания и предпринимать меры по их устранению, восстанавливая нормальный режим. Для этого применяются устройства релейной защиты.

Релейная защита – это в первую очередь хорошо отлаженный комплекс блоков и реле, оные предназначены для защиты оборудования и обеспечения бесперебойного и качественного питания конечного потребителя.

Все элементы релейной защиты можно поделить на три вида:

- измерительные органы;

- пусковые органы;
- логическая часть.

Пусковые органы. Отвечают за непрерывный контроль рабочих параметров всей системы и в случае отклонения этих значений от уставок (возникновение короткого замыкания) осуществляют пуск измерительных органов.

Измерительные органы. Определяют тип и место повреждения и в случае необходимости отдают команду на действие той или иной защиты.

Логическая часть. Так же запускается пусковыми органами и, обрабатывая данные измерительных органов, выполняет определенный алгоритм действий по отключению поврежденных элементов или Автоматическому Повторному Включению.

В настоящее время в электроустановках используются устройства РЗА трех видов, которые отражают три поколения развития аппаратуры РЗА: электромеханические устройства, микроэлектронные и микропроцессорные. Наиболее современным является последний вид, который используется в данной работе при расчёте релейной защиты трансформатора.

8.1 Основные технические требования к релейной защите

а) Селективность (избирательность) – способность релейной защиты отключать поврежденный участок ближайшими выключателями. При использовании АВР или АПВ перерыв в электроснабжении будет не больше нескольких секунд. Неселективное действие защиты часто является причиной аварии, особенно при отсутствии резервного питания.

Требование селективности не исключает возможности действия защиты как резервной, в случае отказа защиты или выключателей на следующих (по направлению тока КЗ) участках сети. Такой способ резервирования называется дальним резервированием.

б) Чувствительность – способность РЗ реагировать на повреждения и ненормальные режимы, которые могут возникать в пределах основной

защищаемой зоны и зоны резервирования. Минимально допустимая чувствительность защит регламентируется ПУЭ.

в) Быстродействие – способность защиты отключать повреждения с минимальной выдержкой времени.

г) Надежность – способность защиты сохранять свою работоспособность во всех предусмотренных режимах и условиях. Под надежностью понимают надежное срабатывание защит, когда они должны сработать, и надежное несрабатывание, когда не должны срабатывать.

8.2 Общие требования к системе РЗА для линий 110 кВ

Для линий напряжением 110 кВ и выше должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю. Тип основной защиты линии определяют, исходя из требований сохранения устойчивости работы энергосистемы. Считается, что требования по устойчивой работе энергосистемы, как правило, удовлетворяются, если трехфазные КЗ на линиях, сопровождающиеся снижением напряжения на питающих шинах, ниже $(0,6 \dots 0,7) U_{ном}$, отключаются без выдержки времени (при условии, что расчеты устойчивости не предъявляют других, более жестких требований). Кроме того, применение быстродействующей защиты может оказаться необходимым, когда повреждения, отключаемые с выдержкой времени, могут привести к нарушению работы ответственных потребителей или к недопустимому нагреву проводников, а также при необходимости осуществления быстродействующего АПВ.

На тупиковых линиях напряжением 110—220 кВ следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, предусматривается ступенчатая дистанционная защита. В этом случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать мгновенную токовую отсечку. Для защиты от замыканий на землю предусматривается ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (направленная или ненаправленная).

Для защиты линий напряжением 110—220 кВ от КЗ на землю предусматриваются, как правило, ступенчатые токовые защиты нулевой последовательности. Реле тока всех ступеней защиты включаются на сумму трех фаз, что обеспечивает протекание по ним тока нулевой последовательности при однофазных КЗ на землю. Расчет ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности сводится к определению тока срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней защиты; необходимости использования в защите реле направления мощности; чувствительности защиты.

Учитывая наличие типовых панелей, на линиях, питающих подстанции с заземленной нейтралью, рекомендуется выполнение двухступенчатой защиты с направленной второй ступенью, что дает возможность повысить ее чувствительность и уменьшить время отключения КЗ. Ток срабатывания первой ступени защиты при выполнении ее без выдержки времени выбирают по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформаторов, имеющих глухозаземленные нейтрали и включаемых под напряжение при включении линии. Для выключателей с трехфазным приводом это условие при выборе параметров срабатывания защиты не учитывается. Не учитывается оно также, если первая ступень защиты отстроена по времени от одновременного включения фаз выключателя. При этом для выключателей с пофазными приводами время срабатывания первой ступени должно быть не менее 0,1—0,2 с (нижний предел — для воздушных выключателей, верхний — для масляных).

Расчет дистанционной защиты сводится к определению сопротивлений срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней, а также ее чувствительности. Для защиты тупиковых линий напряжением 110—220 кВ дистанционную защиту выполняют двухступенчатой при использовании панели ЭПЭ-1636 или одноступенчатой — при использовании панели упрощенных защит.

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты выбирают по условию отстройки от КЗ за трансформаторами, которые питаются от рассматриваемой линии.

8.3 Релейная защита трансформатора

Данный раздел посвящён расчёту релейной защиты силового трансформатора Т1 марки ТМН-6,3/110/6, установленного на проектируемой подстанции Игровая.

Защиту силового трансформатора подстанции Игровая принимаем микропроцессорной, а именно шкаф фирмы ЭКРА типа ШЭ2607041-27Е2УХЛ4.

Данная микропроцессорная защита включает в себе функции основных и резервных защит трансформатора:

- ДТЗ от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- ДЗОш ошинок от всех видов КЗ на ошиновках трансформатора;
- ДЗТ нулевой последовательности;
- токовую защиту нулевой последовательности сторон ВН и НН;
- МТЗ в ВН и НН с пуском по напряжению;
- МТЗ с торможением;
- защиту от перегрузки;
- реле максимального тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- логическую защиту шин стороны НН;
- УРОВ ВН;
- защиту от дуговых замыканий стороны НН;
- логику работы ГЗТ;
- защиту от потерь охлаждения трансформатора;
- контроль цепи напряжения стороны НН;
- контроль изоляции НН;
- логику пуска пожаротушения.

В данной работе произведён расчёт уставок релейной микропроцессорной защиты силового трансформатора.

8.3.1 Расчёт уставок релейной защиты силового

Схема соединения силового трансформатора Y/ Δ-11. Вторичные обмотки главных трансформаторов тока соединены по схеме «звезда».

Данные силовых трансформаторов и трансформаторов тока приведены в таблице 37.

Таблица 37 - Данные силовых трансформаторов и трансформаторов тока

Сторона	Сх. соед. обм. Т	Сх. соед. втор. обм. ТТ	Сх. вкл. ТТ на стор. НН	Коэф. тр. ТТ
1	2	3	4	5
ВН	Y ($k_{cx}^{(3)} = 1$)	Y ($k_{cx}^{(3)} = 1$)	-	300/5
НН	Δ ($k_{cx}^{(3)} = \sqrt{3}$)	Y ($k_{cx}^{(3)} = 1$)	$k_{вклнн} = 1$	1000/5

Параметр схемы соединения сторон для ВН и НН:

$$K_{сх.вн} = K_{сх.тт.вн} \cdot K_{сх.обм.вн} \cdot K_{вкл.тт.вн} ; \quad (103)$$

$$K_{сх.вн} = 1 .$$

$$K_{сх.нн} = K_{сх.тт.нн} \cdot K_{сх.обм.нн} \cdot K_{вкл.тт.нн} ;$$

$$K_{сх.нн} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 1 = \sqrt{3} .$$

Тогда схемы соединения:

«Схема соединения ВН» - Y;

«Схема соединения НН» - Δ.

8.3.1.1 Первичные токи трансформатора

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (104)$$

$$I_{ном.вн} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,1 \text{ А};$$

$$I_{ном.нн} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 606,2 \text{ А}.$$

8.3.1.2 Базисные токи

$$I_{баз.вн} = \frac{K_{сх.тт.вн} \cdot K_{ат.вн}}{K_{тт.вн}} \cdot I_{ном.вн}; \quad (105)$$

где $K_{ат.вн}$ - коэффициент трансформации внешнего выравнивающего устройства, равный 1;

$K_{тт.вн}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{баз.вн} = \frac{1 \cdot 1}{300 / 5} \cdot 33,1 = 0,55 \text{ о.е.}$$

Аналогично для стороны НН:

$$I_{баз.нн} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1}{1000 / 5} \cdot 606,2 = 5,2 \text{ о.е.}$$

8.3.1.3 Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ

$$I_{до.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot E + \Delta U_{рлн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{пгт}); \quad (106)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, равный 1,3;

$K_{пер}$ - коэффициент, учитывающих переходной процесс, равный 2;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформатора тока, равный 1;
 $\Delta U_{рпн}$ - относительная погрешность, обусловленная наличие РПН;
 E - относительное значение полной погрешности трансформатора тока, равный 0,1;
 $\Delta f_{выр}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч, равная 0,2;
 $\Delta f_{пгт}$ - относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора, равная в данном случае 0.

Относительная погрешность:

$$\Delta U_{рпн} = \frac{|\Delta U_{рпн.маx} - \Delta U_{рпн.мин}|}{2 \cdot 100\%}; \quad (107)$$

$$\Delta U_{рпн} = \frac{|9 - (-9)|}{2 \cdot 100\%} = 0,09.$$

$$I_{до.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,2 + 0) = 0,64 \text{ о.е.}$$

8.3.1.4 Ток начала торможения ДЗТ

$$I_{ТО} = 1 \text{ о.е.}$$

8.3.1.5 Коэффициент торможения

Если по защищаемому трансформатору (ошиновке) протекает $I_{СКВ}$, то он может вызывать дифференциальный ток:

$$I_{\delta} = I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot E + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{пгт}); \quad (108)$$

где $I_{скв}$ - максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведённого к базисному:

$$I_{скв} = \frac{I_{кз.мах.вн}}{I_{баз.вн}} \cdot \frac{K_{сх.тт.вн}}{K_{тт.вн}} ; \quad (109)$$

где $I_{кз.мах.вн}$ - максимальный первичный ток КЗ.

$$I_{скв} = \frac{15,29}{0,55} \cdot \frac{1}{300/5} = 0,46 \text{ о.е.}$$

$$I_{\partial} = 0,46 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,2 + 0) = 0,23 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток:

$$I_m = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{\partial}) \cdot \cos\beta} ; \quad (110)$$

где $\cos\beta$ - равен 15.

$$I_m = \sqrt{0,46 \cdot (0,46 - 0,23) \cdot 15} = 1,1 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения:

$$K_m \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{\partial} - I_{\partialо}}{I_m - I_{мо}} ; \quad (111)$$

$$K_m \geq \frac{1,3 \cdot 0,23 - 0,64}{1,1 - 1} = 0,57 .$$

Ток торможения блокировки ДЗТ:

$$I_{т.бл} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot \frac{I_{ном.вн}}{I_{баз.вн}} \cdot \frac{K_{сх.тт.вн}}{K_{тт.вн}}; \quad (112)$$

где $K_{пред.нагр}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, равный 1,8.

$$I_{т.бл} = 1,3 \cdot 1,8 \cdot \frac{33,1}{0,55} \cdot \frac{1}{300/5} = 2,3 \text{ о.е.}$$

8.3.1.6 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДЗТ при больших токах внутреннего повреждения вследствие блокировки защиты из-за погрешности ТТ в переходном режиме предусмотрена вторая грубая степень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из условий:

- отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора:

$$I_{отс} \geq 1.$$

- отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot E + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{пзм}); \quad (113)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходной режим, равный 3.

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 0,46 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,2 + 0) = 0,41 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{отс} = 1$ о.е.

8.3.1.7 Уровень блокировки по второй гармонике

Принимаем $K_{2бл} = 0,1$.

8.3.1.8 Проверка чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{баз.мп}}}{I_{\text{отс}}}; \quad (114)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,75}{1} = 5,75.$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что соответствует требованиям ПУЭ.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это главная часть основной промышленности хозяйства всего мира. По степени воздействия на окружающую среду, объекты энергетики относят к числу наиболее активно влияющих на биосферу. Для данной выпускной квалификационной работы рассмотрены следующие пункты:

- безопасность;
- экологичность;
- возникновение чрезвычайных ситуаций.

9.1 Безопасность

9.1.1 Требования к персоналу

Работы в действующих электроустановках должны проводиться по заданию на производство работы, оформленному на специальном бланке установленной формы и определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках, а также ремонт ВЛ должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации.

Работы на линиях под наведенным напряжением действующих ВЛ, на отключенных проводах (тросах) которых при заземлении линии по концам (в РУ) на отдельных ее участках сохраняется напряжение более 25 В при наибольшем рабочем токе влияющих ВЛ.

В электроустановках при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный инструмент (у отверток должен быть изолирован стержень) или пользоваться диэлектрическими перчатками.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры.

Не допускается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее 1,5 метра.

Не допускается при работе около неогражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Не допускается прикасаться без применения электротехнических средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

В пролетах пересечения в ОРУ и на ВЛ при замене проводов (тросов) и относящихся к ним изоляторов и арматуры, расположенных ниже проводов, находящихся под напряжением, через заменяемые провода (тросы) в целях предупреждения подсечки расположенных выше проводов должны быть перекинута канаты из растительных или синтетических волокон. Канаты следует перекидывать в двух местах - по обе стороны от места пересечения, закрепляя их концы за якоря, конструкции. Подъем провода (троса) должен осуществляться медленно и плавно.

Работы в ОРУ на проводах (тросах) и относящихся к ним изоляторах, арматуре, расположенных выше проводов, тросов, находящихся под напряжением, необходимо проводить в соответствии с ППР, утвержденным руководителем организации или обособленного подразделения. В ППР должны быть предусмотрены меры для предотвращения опускания проводов (тросов) и

для защиты от наведенного напряжения. Не допускается замена проводов (тросов) при этих работах без снятия напряжения с пересекаемых проводов.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работников.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, ВЛС, ОРУ, на вводах и коммутационных аппаратах ЗРУ, непосредственно подключенных к ВЛ, на линиях для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящих из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслonaполненных кабельных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла (далее - КЛ), подключенных к участкам ВЛ, а также на вводах ВЛС в помещениях узлов связи и антенно-мачтовых сооружениях.

9.1.2 Требования к оборудованию

Электрическое оборудование на линиях и подстанции должно быть современным и иметь повышенную эксплуатационную надёжность. К таким устройствам относятся:

- выключатели вакуумные на 110 кВ;
- выключатели элегазовые на 35 – 750 кВ баковые и колонковые;
- КРУЭ;
- микропроцессорные устройства РЗА;
- ТТ и ТН взрыво- и пожаробезопасные;
- взрывобезопасные ОПН.

Распределительные устройства напряжением выше 1000 В должны быть оборудованы блокировочными устройствами исключаяющими ошибочное действие персонала при производстве переключений (блокировочные устройства от ошибочных переключений) и блокировочными устройствами, препятствующими непреднамеренному проникновению персонала к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Блокировочное устройство от ошибочных переключений должно исключать:

- отключение (включение) разъединителей при включенном выключателе;
- включение заземляющих ножей до отключения разъединителя;
- включение разъединителей при включенных заземляющих ножах.

На токоведущие части переносные заземления необходимо накладывать в установленных для этого местах.

Требования к распределительным устройствам:

В распределительных устройствах места присоединения переносных заземлений должны быть очищены от краски, окаймлены черными полосами, а места подключения к магистрали заземления или заземленной конструкции должны быть отмечены знаком «земля» в ОРУ и ЗРУ устанавливаются барашки, а для обеспечения удобства установки переносного заземления на шину и шлейф на них прикрепляют специальную скобу, на которую должно завешиваться заземление.

Корпус масляных выключателей, находящиеся во время их работы под напряжением, должны быть окрашены в сигнальный красный цвет или на них наносится красная стрела или знак «Осторожно! Электрическое напряжение».

У кнопок управления выключателями, у рукояток разъединителей, заземляющих ножей, на шкафах, на оборудовании и т.п. должны быть надписи с диспетчерскими наименованиями, при необходимости установлены крючки для вывешивания плакатов, должны быть указаны положения «включено», «отключено».

9.2 Экологичность

Объекты электроэнергетики пагубно влияют на окружающую среду. Для снижения губительности этого влияния применяются разработанные правила по эксплуатации объектов электроэнергии, которые нормируют количество выбросов, вырабатываемых электрическими станциями, определяют правила сооружения и эксплуатации площадок подстанций и воздушных линий.

На современном этапе развитие электрических сетей осуществляют в условиях повышенного внимания администрации регионов и общественности к вопросам охраны окружающей среды, что усложняет выбор трасс воздушных линий и площадок для строительства электросетевых объектов.

Условия выбора трасс и площадок существенно влияют на принципиальную возможность осуществления и показатели намеченных вариантов развития электрической сети. Пренебрежение конкретными географическими условиями может изменить соотношение технико-экономических показателей сравниваемых вариантов и повлиять на выводы.

Электроэнергетическая система влияет на состояние экологии, в то же время и сама окружающая среда влияет на электроэнергетику, создавая определенные внешние условия для развития электроэнергетики. Так, на выбор трассы воздушной или кабельной линии большое влияние оказывает наличие гор, озер, рек, болот, лесов; кроме того, при проектировании необходимо учитывать преодоление препятствий и удлинение трасс линий, а также розу и силу ветров по трассе воздушной линии. Протяженность рассматриваемых воздушных линий электропередачи рекомендуют принимать по картографическим материалам. При этом возможное максимальное удлинение трассы по сравнению с воздушной прямой составляет 20–25 %.

По климатическим условиям территория России разделена на районы. Выделяются, например, районы Крайнего Севера с низкими температурами, сильными ветрами и наличием вечной мерзлоты; средняя полоса; южные и восточные районы с повышенной грозовой деятельностью, увеличенными гололедными образованиями и т. д. При эксплуатации в горных и болотистых местах затруднено текущее наблюдение и осмотры за техническим состоянием линий. В условиях эксплуатации большое внимание уделяется борьбе с гололедными образованиями на проводах, поскольку это природное явление оказывается достаточно частым и вместе с тем опасным в отношении надежности работы воздушных линий, а кроме того, может иметь развитие в виде «пляски» проводов.

Загрязнение воздуха также оказывает влияние на энергетические объекты. Под загрязнением воздуха понимается прежде всего наличие в нем различных продуктов уноса с территории промышленных предприятий: золы, цементной пыли, химических соединений (солей) и т. п. Осаждение этих частиц на влажной поверхности изоляции линий и электротехнического оборудования приводит к появлению проводящих каналов и к ослаблению изоляции с возможностью ее перекрытия не только при перенапряжениях, но и при нормальном рабочем напряжении. К загрязнениям можно отнести также наличие солей в воздухе на побережьях морей. Здесь их содержание иногда оказывается настолько большим, что приводит к активному окислению алюминия и нарушению механической прочности проводов.

Исходя из общей протяженности электрических сетей, можно оценить суммарную площадь земли по стране, изъятую для сооружения линий электропередачи 35–750 кВ, которая составляет доли процента от общей площади сельхозугодий. Однако при выборе и согласовании трасс воздушных линий электропередачи возражения со стороны землепользователей базируются не на объемах отчуждаемых земель, а на помехах для использования сельхозугодий, создаваемых воздушными линиями. С этой точки зрения рекомендуется оперировать понятием охранной зоны, которая устанавливается вдоль воздушной линии электропередачи в виде земельного участка, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линий от крайних проводов на определенные расстояния, зависящие от уровня напряжения сети.

При проектировании нового или реконструируемого ОРУ необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки, в соответствии с гигиеническими нормами Минздрава РФ.

Расчет шума, создаваемый трансформаторами [2]:

На проектируемой ПС 110 кВ Игровая планируется установка трансформатора ТМН-6300/110.

Таблица 38 – Параметры трансформатора ТМН-6300/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, кг		Габариты, мм		
		полная	масла	А	Б	Н
1	2	3	4	5	6	7
ТМН-6300/110	6,3	28700	10200	5370	3950	4900

При расчете необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 45 дБА [10].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) уровень звуковой мощности L_{PA} составляет ($S_{ном} = 6,3$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ): 82 дБА.

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 [2] справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (115)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (116)$$

На ПС, согласно техническим условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК», планируется расположить 2 трансформатора. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

Допущения, принимаемые при расчёте минимального расстояния от источников, расположенных на подстанции, до границы жилых домов:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и R_1, R_2 много больше l то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}} ; \quad (117)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,182} = 85,01 \text{ дБА.}$$

2) Уровень звука на границе жилой застройки [22]: $L_A(R) = DU_{L_A}$, тогда $R = R_{min}$.

Исходя из принятых допущений:

$$DU_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}.$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{L_A})}}{2\pi}} \quad (118)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(85,01-45)}}{2\pi}} = 39,95 \text{ м.}$$

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 $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно-защитная зона по шуму.

Расчет маслоприемника для маслонаполненного трансформатора.

Определяем ширину и глубину маслоприемника. Исходя из ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$B = A + 2 \cdot \Delta ; \tag{119}$$

где A – длина трансформатора, м.

$$B = 5,37 + 2 \cdot 1,5 = 8,37 \text{ м.}$$

$$\Gamma = B + 2 \cdot \Delta ; \tag{120}$$

где B – ширина трансформатора, м.

$$\Gamma = 8,37 + 2 \cdot 1,5 = 11,37 \text{ м.}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma \tag{121}$$

$$S_{МП} = 8,37 \cdot 6,95 = 58,17 \text{ м}^2.$$

Высота маслоприемника:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}; \quad (122)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, равная 0,3 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, примем равной 0,1 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с · м² в течение 30 мин.

Высота 100% объема масла:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}; \quad (123)$$

где $V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}} = \frac{10200}{880} = 11,59 \text{ м}^3$, отсюда:

$$h_{ТМ} = \frac{11,59}{58,17} = 0,19 \text{ м}.$$

Высота 80% объема воды:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}. \quad (124)$$

Объем воды:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \quad (125)$$

где $I = 0,2$ л/с m^2 – секундный расход воды;

$$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с.}$$

$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \text{ м}^2$ – площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 4,9 \cdot (5,37 + 3,95) = 91,34 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (58,17 + 91,34) = 43,06 \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{43,06}{58,17} = 0,74 \text{ м.}$$

Суммарно высота маслоприемника:

$$h_{МП} = 0,3 + 0,1 + 0,19 + 0,74 = 1,33 \text{ м.}$$

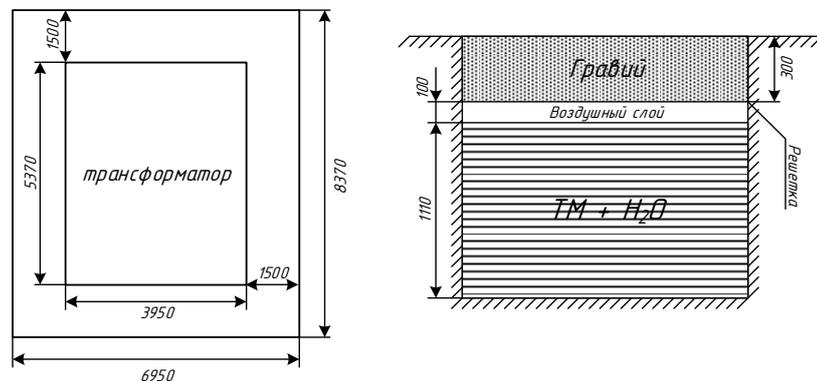


Рисунок 2 – Эскиз маслоприемника

Таким образом, в данном разделе проведён расчет шума силового трансформатора и расчёт маслоприёмника.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация — это обстановка, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде,

В данном разделе как чрезвычайная ситуация рассматривается пожар. Также рассматривается пожарная безопасность и предотвращение пожара.

К причинам пожаров электротехнического характера относятся [24]:

- короткое замыкание;
- перегрузка электрических цепей;
- большое переходное сопротивление;
- искрение;
- электрическая дуга;
- перенапряжение электрической сети.

При пожаре возможны:

- быстрое распространение огня при повреждении масляной системы генератора, трансформаторов, растекание горючего масла в кабельные туннели, нижерасположенные этажи и подвалы, а также по горящему утеплителю и конструкционным элементам здания в смежные помещения;

- горение изоляции электрических кабелей, проложенных в лотках (коробах), туннелях и шахтах, с выделением токсичных продуктов горения;

- горение жидкометаллического теплоносителя (натрий, калий), который взаимодействует со всеми химическими веществами, в том числе и с водой, с интенсивным выделением водорода, тепла, дыма и токсичных газов;

- возникновение опасных уровней радиации;
- образование взрывоопасных концентраций;
- быстрое и скрытое распространение огня по полимерному утеплителю внутри стеновых и кровельных панелей с выделением большого количества дыма и токсичных продуктов горения;

- образование новых очагов пожара внутри здания от стекающего горящего расплава полимерного утеплителя и битума;
- деформация и угроза обрушения несущих ферм, других незащищенных металлических конструктивных элементов, покрытия;
- наличие значительного количества оборудования, находящегося под напряжением;
- нарушение устойчивой радиосвязи.

Разведку проводить звеньями ГДЗС, охватывая всевозможные направления развития пожара.

При ведении действий по тушению пожаров необходимо:

- установить связь со старшим по смене энергетического объекта, получить от него данные об обстановке на пожаре и письменный допуск на тушение;
- выяснить места заземления пожарной техники и стволов, наличие заземляющих устройств, возможность обеспечения личного состава подразделений пожарной охраны электрическими средствами, меры безопасности, необходимые для ведения действий по тушению пожаров;
- тушение пожара на объекте, где не предусмотрено круглосуточное наличие дежурного персонала, до прибытия выездной бригады осуществлять только по заранее разработанному и согласованному плану;
- ликвидировать в первую очередь очаги, представляющие повышенную опасность для несущих конструкций, взрывоопасного и пожароопасного оборудования;
- использовать в первую очередь стационарные средства пожаротушения и технологические водоемы объекта;
- установить расположение и объем заполнения технологических водоемов (градирни, аванкамеры), а также наличие пара в технологических системах;
- установить участки и помещения, где возможно и невозможно пребывание личного состава, участвующего в тушении;
- выявить оборудование, работа которого будет способствовать развитию пожара, и электроустановки, представляющие опасность в ходе тушения пожара;

- соблюдать правила охраны труда и техники безопасности при выполнении поставленных задач.

На объектах энергетики:

- подавать огнетушащие вещества на электроустановки только после снятия напряжения, заземления пожарных автомобилей и стволов, соответствующего инструктажа старшим из числа технического персонала объекта или оперативно-выездной бригады и получения письменного допуска;

- не допускать самостоятельных действий личного состава подразделений пожарной охраны по отключению электроэнергии и подаче огнетушащих веществ;

- организовать остановку турбогенераторов при угрозе пожара машинному залу, перекрыть подачу водорода на охлаждение и вытеснить его инертным газом из системы охлаждения, слить масло из маслосистемы и маслобаков (объем до 20 куб. м каждый);

- осуществлять подачу порошка, пены низкой кратности или распыленной воды внутрь трансформаторов и другого маслонаполненного оборудования через отверстия шинопроводов, избегая аварийного слива масла из трансформаторов;

- тушение жидкометаллического теплоносителя осуществлять порошками специального назначения;

- следить постоянно за состоянием несущих конструкций и покрытия, обеспечить их охлаждение;

- не допускать скопления в помещениях с электроустановками личного состава подразделений пожарной охраны;

- соблюдать правила охраны труда и техники безопасности при выполнении поставленных задач.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Игровая.

В ходе выполнения ВКР были решены следующие задачи:

- анализ эквивалента рассматриваемой электроэнергетической системы;
- расчет нормальных и послеаварийных режимов сети разработанных вариантов конфигураций;
- разработка реконструкции;
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор оборудования на подстанции Игровая;
- разработаны средства релейной защиты силового трансформатора;
- разработаны заземления и молниезащиты проектируемой подстанции Игровая;
- расчет безопасности и экологичности.

Как итог, выбран вариант реконструкции, в котором подстанция 110/6 кВ Игровая подключается транзитом между АТЭС и ПС 110 кВ Муравейка. Выбор сделан на основании сравнения капиталовложений, дисконтированных затрат и потерь электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 2 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартиформ, 2007. – 15 с.
- 3 ГОСТ 21130-75. Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры. Межгосударственный стандарт. Издание – Введ. 1976-07-07 – М. : ИПК Изд-во стандартов, 1976.
- 4 ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». – Введен впервые; введ. 2014-07-22. – Москва: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М. : Стандартиформ, 2014. – 16 с.
- 5 ГОСТ Р 59279-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению. – Введен впервые; введ. 2020-12-24. : техн. комитет по стандартизации ТК 016 "Электроэнергетика", 2021.
- 6 ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции. – Введ. 1990-07-01 – М., 1990.
- 7 Козлов А.Н. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учеб. пособие / 3-е изд., Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 158с.
- 8 Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции : учеб. пособие / Мясоедов Ю.В., Савина Н.В. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

- 9 Официальный сайт АО «ДГК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dvgk.ru/page/2748> - 27.05.2023.
- 10 Официальный сайт ПАО «ДЭК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/ - 27.05.2023.
- 11 Официальный сайт «Уровень-инфляции РФ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/> - 27.05.2023.
- 12 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2023.
- 13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.
- 14 Савина Н.В. Методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 150 с. – http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7122.pdf.
- 15 Савина Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск: изд. АмГУ, 2013 г.
- 16 Савина Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к практическим занятиям – Благовещенск: изд. АмГУ, 2017 г.
- 17 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них : учеб. пособие / Н. В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.
- 18 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и электрооборудование, часть 1: учебно-методический комплекс / Н. В. Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012, 198 с.
- 19 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть 2: учебное пособие – Благовещенск: изд. АмГУ, 2022 г.
- 20 Сайт ГК «Новые технологии» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://powertrans.nt-rt.ru/price/product/80884>. – 08.06.2023.

- 21 Сайт ООО ПК «Славэнерго» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja. – 10.06.2023.
- 22 СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. – утв. постановлением глав. гос. санитарного врача РФ 2016-06-21 № 81, 2016.
- 23 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.
- 24 СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. – Введ. 2009-03-25. – Москва, 2009.
- 25 СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия: актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями № 1, 2, 3): введён 04.06.2017, 2017.
- 26 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 27 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС). – Введ. Приказом № 136 2009-04-13. – Москва, 2009.
- 28 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.
- 29 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 750 кВ. – Введ. 2009-01-22. – Москва, 2009.
- 30 СТО 70238424.29.240.99.006-2011. Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. Введ. 01-12-2011. – Москва, 2011.

31 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2023 – 2028 годы. – 119 с.

32 Тимофеев С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей: методические указания – Красноярск: КГТУ, 2003. – 49 с.

33 Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. – 2017. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схемы участков рассматриваемой сети

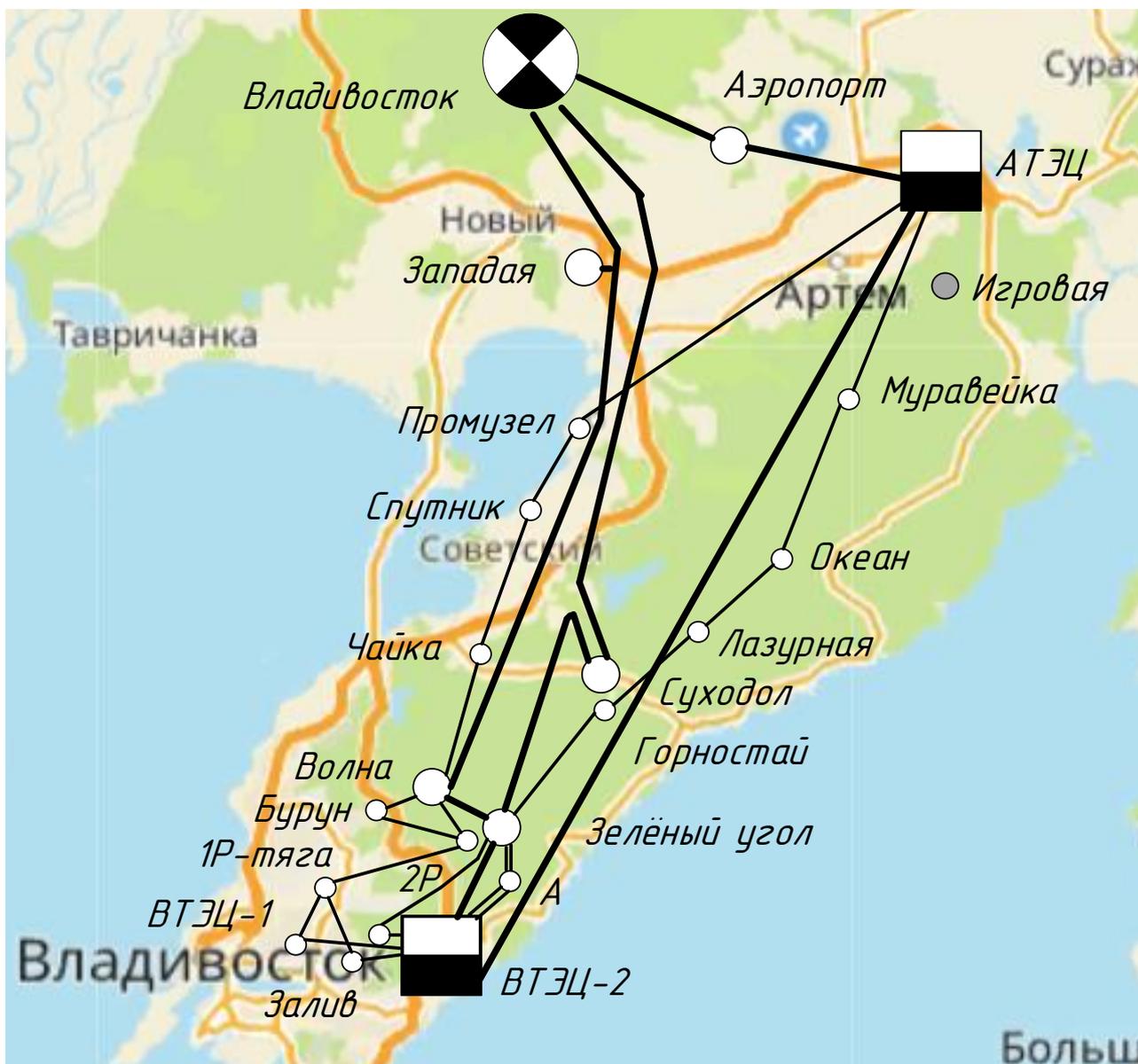


Рисунок А.1 – Карта-схема рассматриваемого участка сети

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

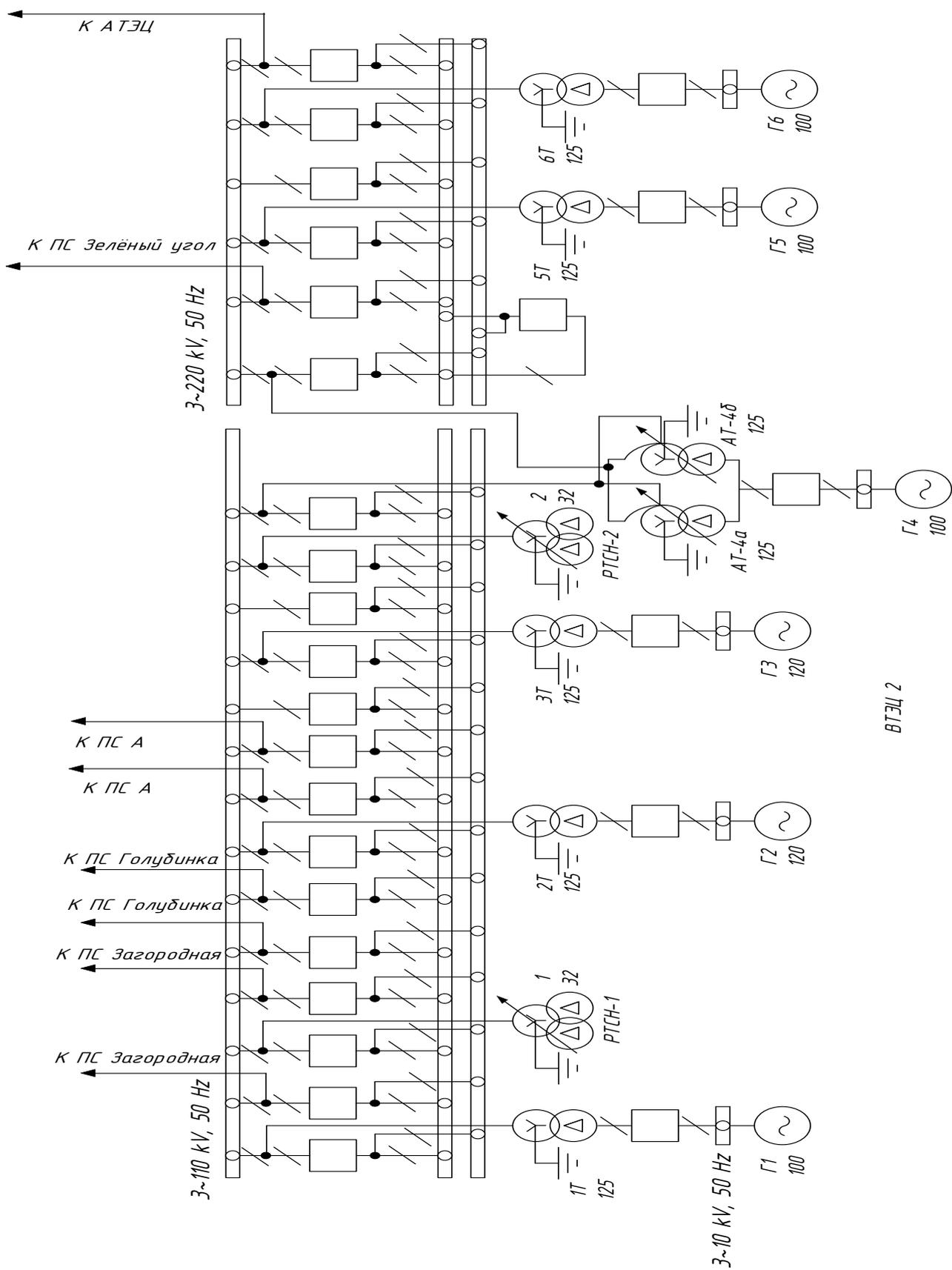


Рисунок А.2 – Однолинейная схема ВТЭЦ 2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Схемы участков рассматриваемой сети

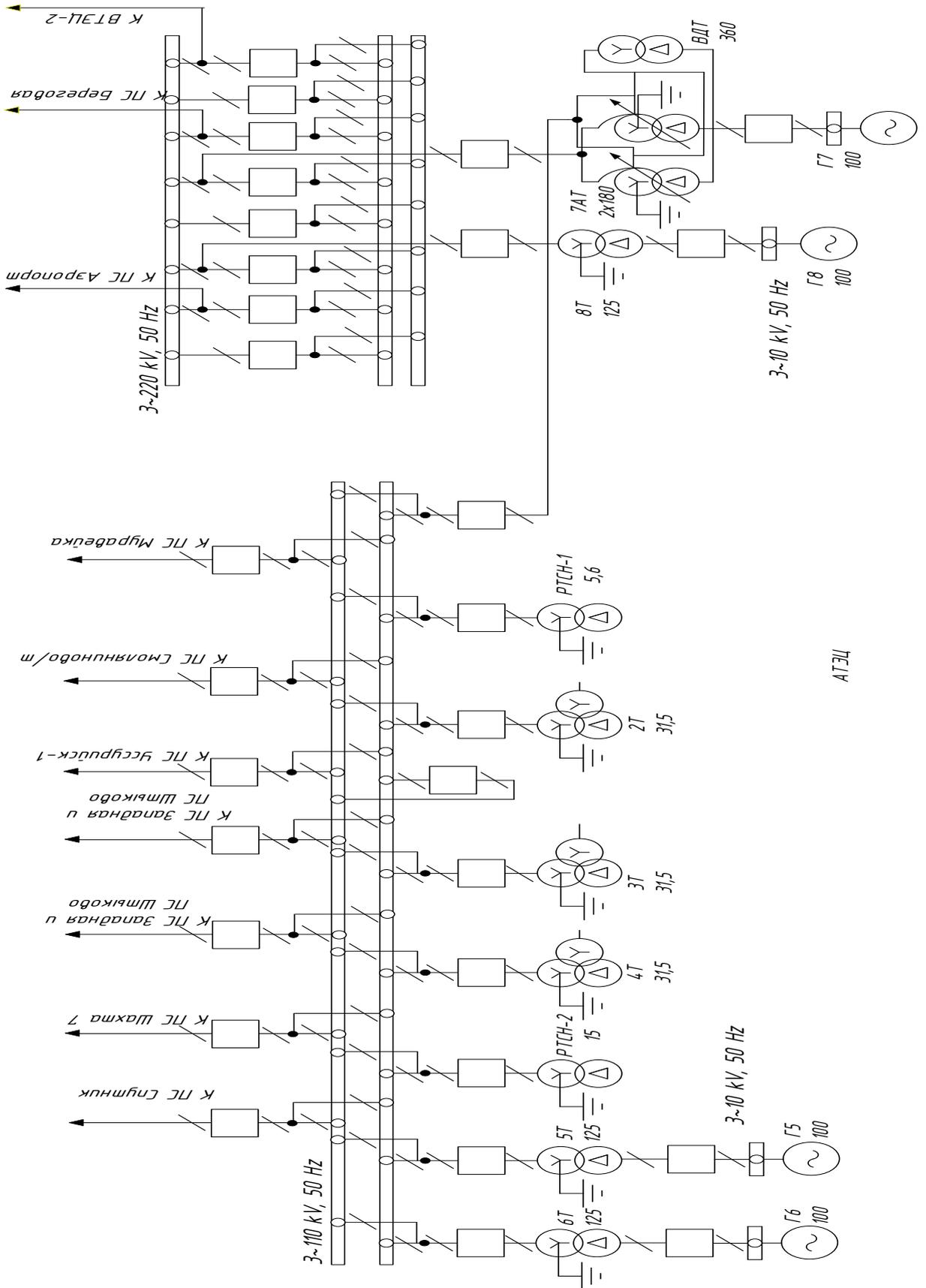


Рисунок А.3 – Однолинейная схема АТЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

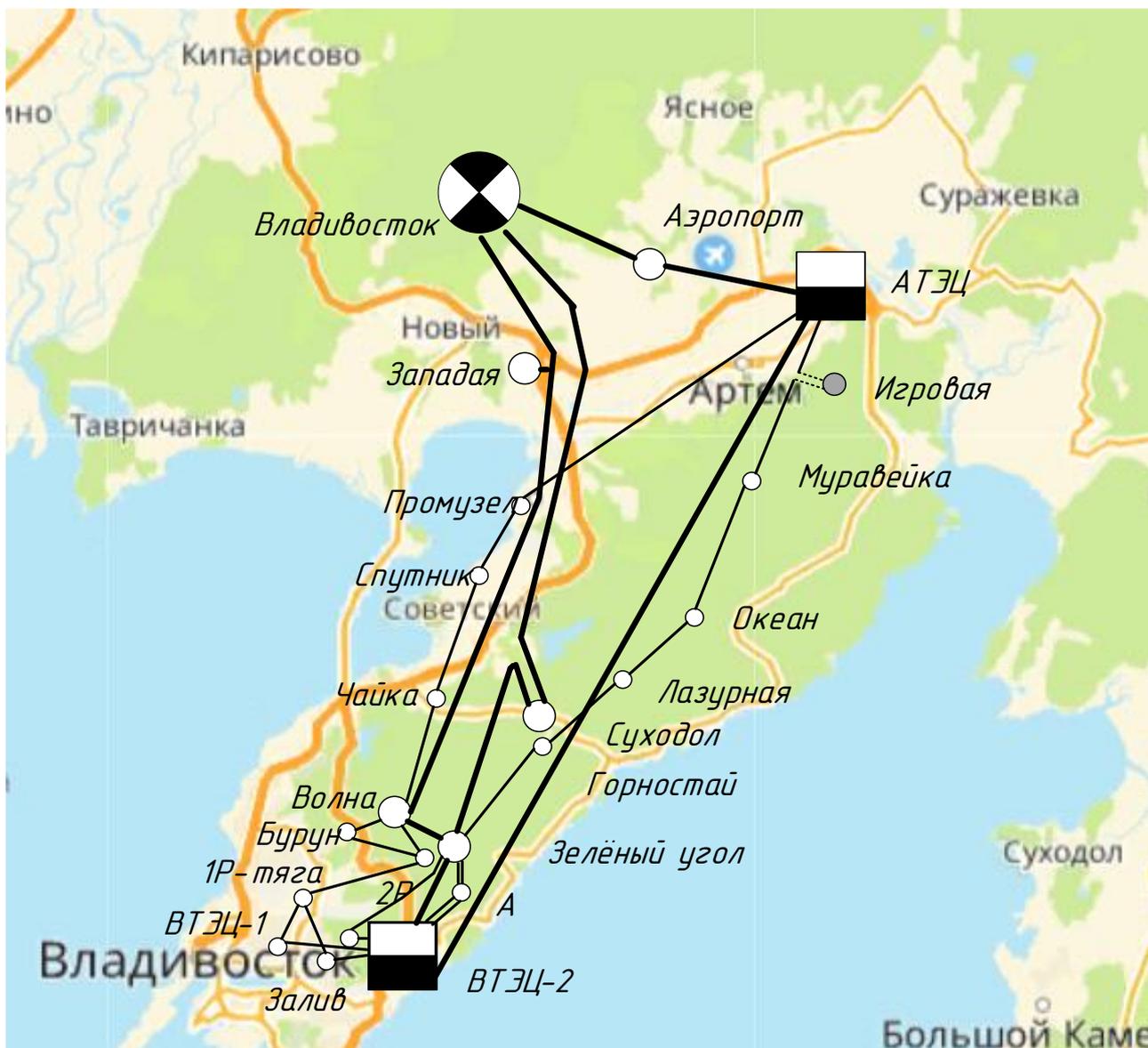


Рисунок А.4 – Карта-схема варианта подключения №1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

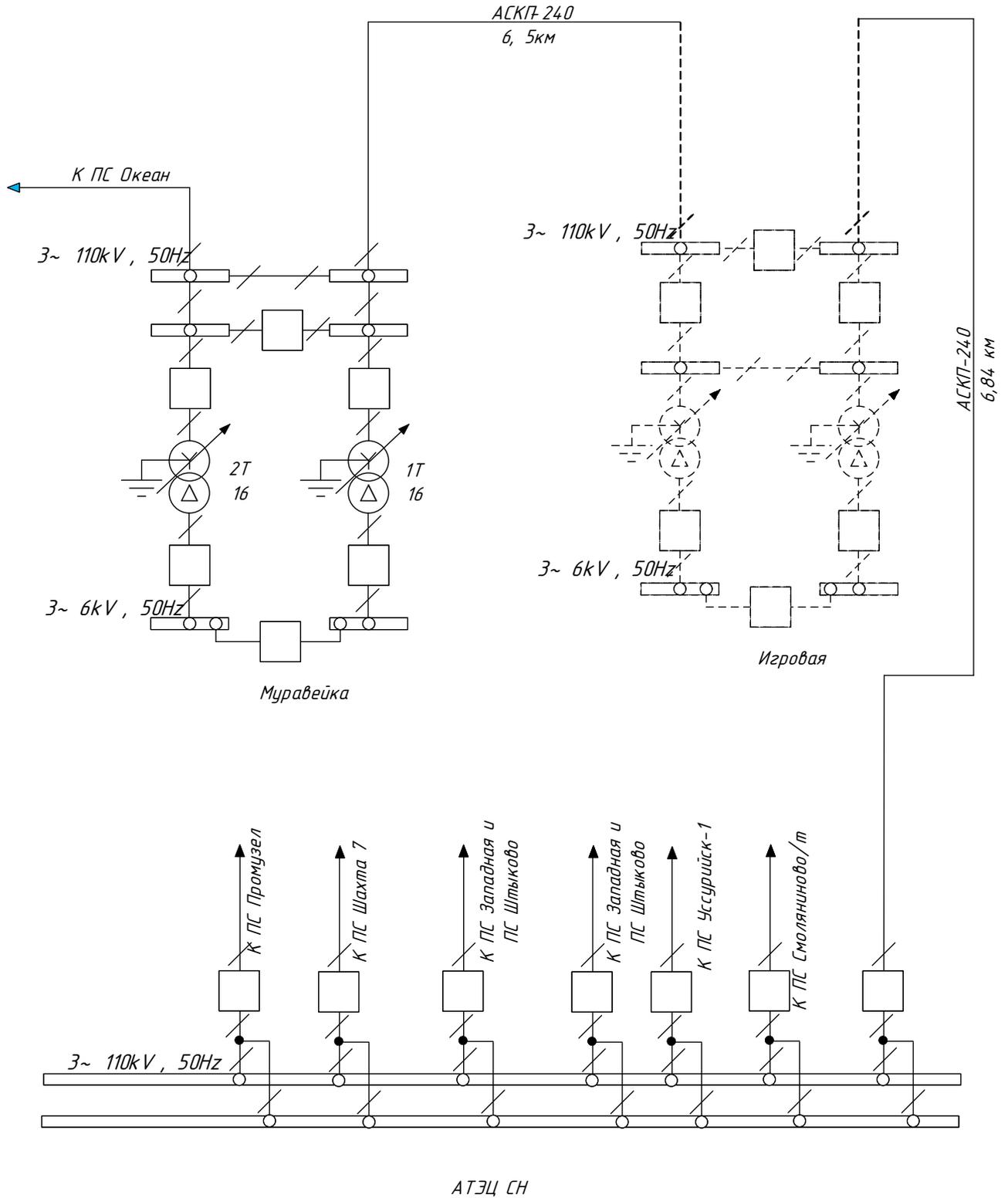


Рисунок А.5 – Однолинейная схема варианта подключения №1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

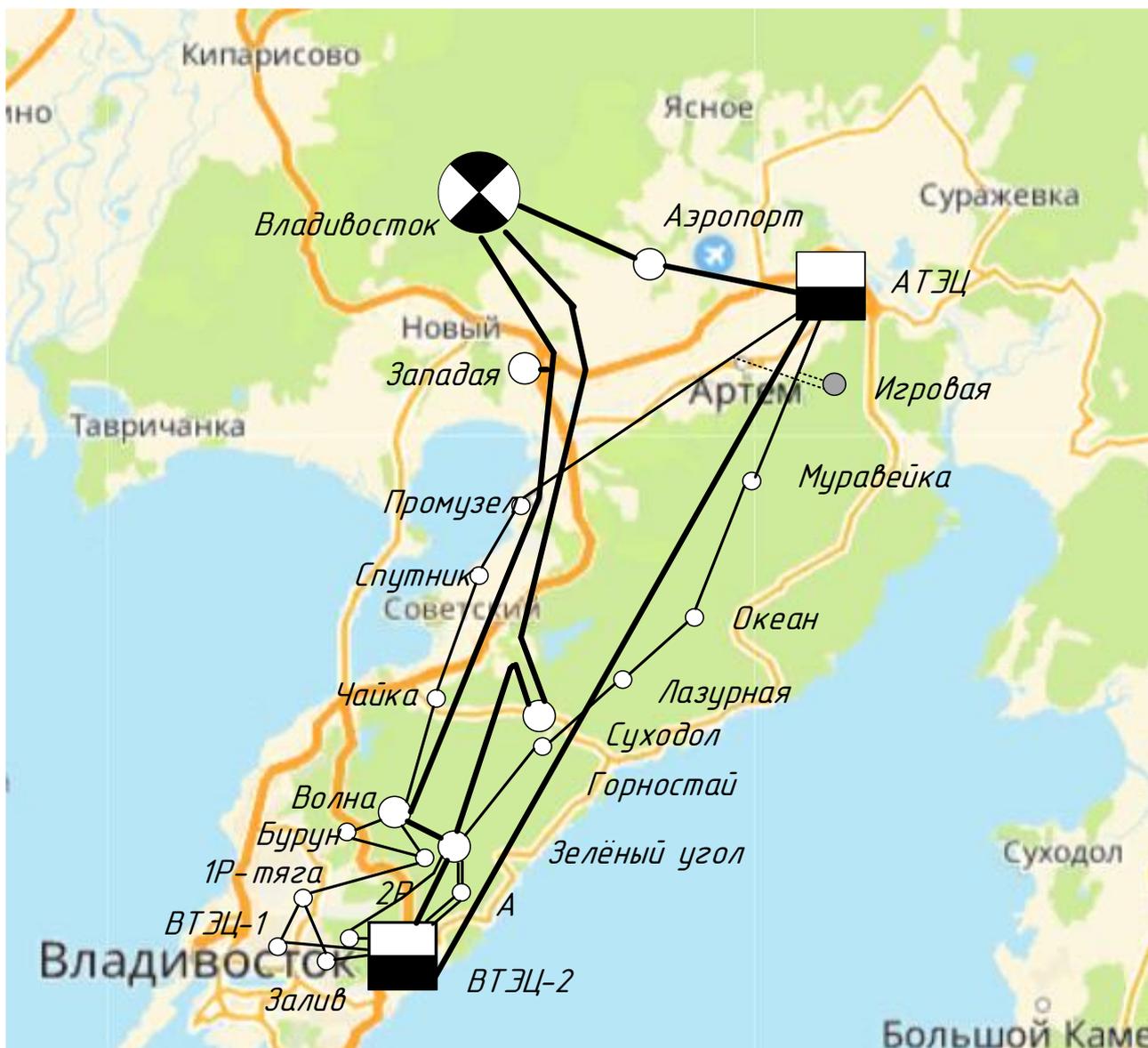


Рисунок А.6 – Карта-схема варианта подключения №2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

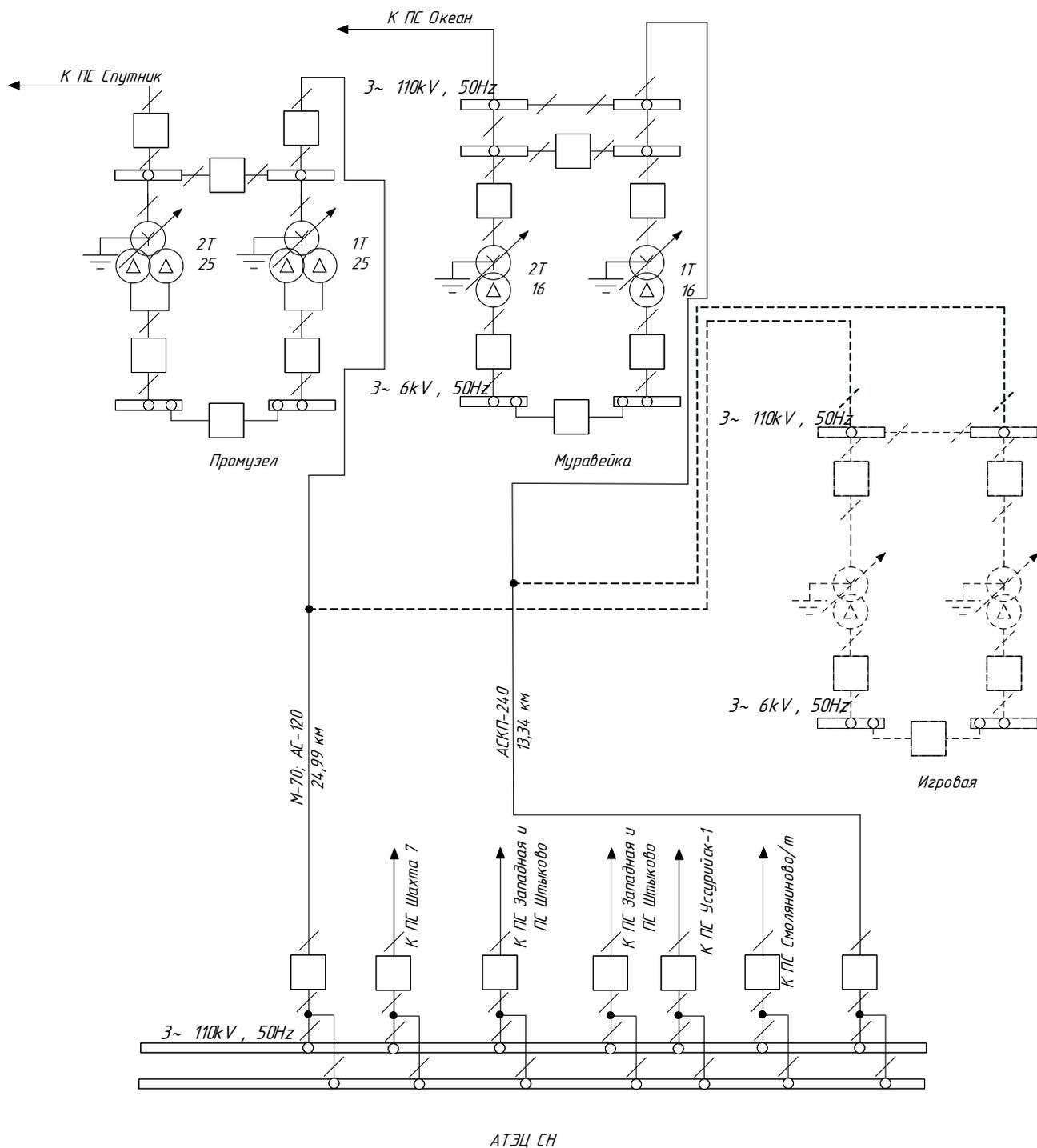


Рисунок А.7 – Однолинейная схема варианта подключения №2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

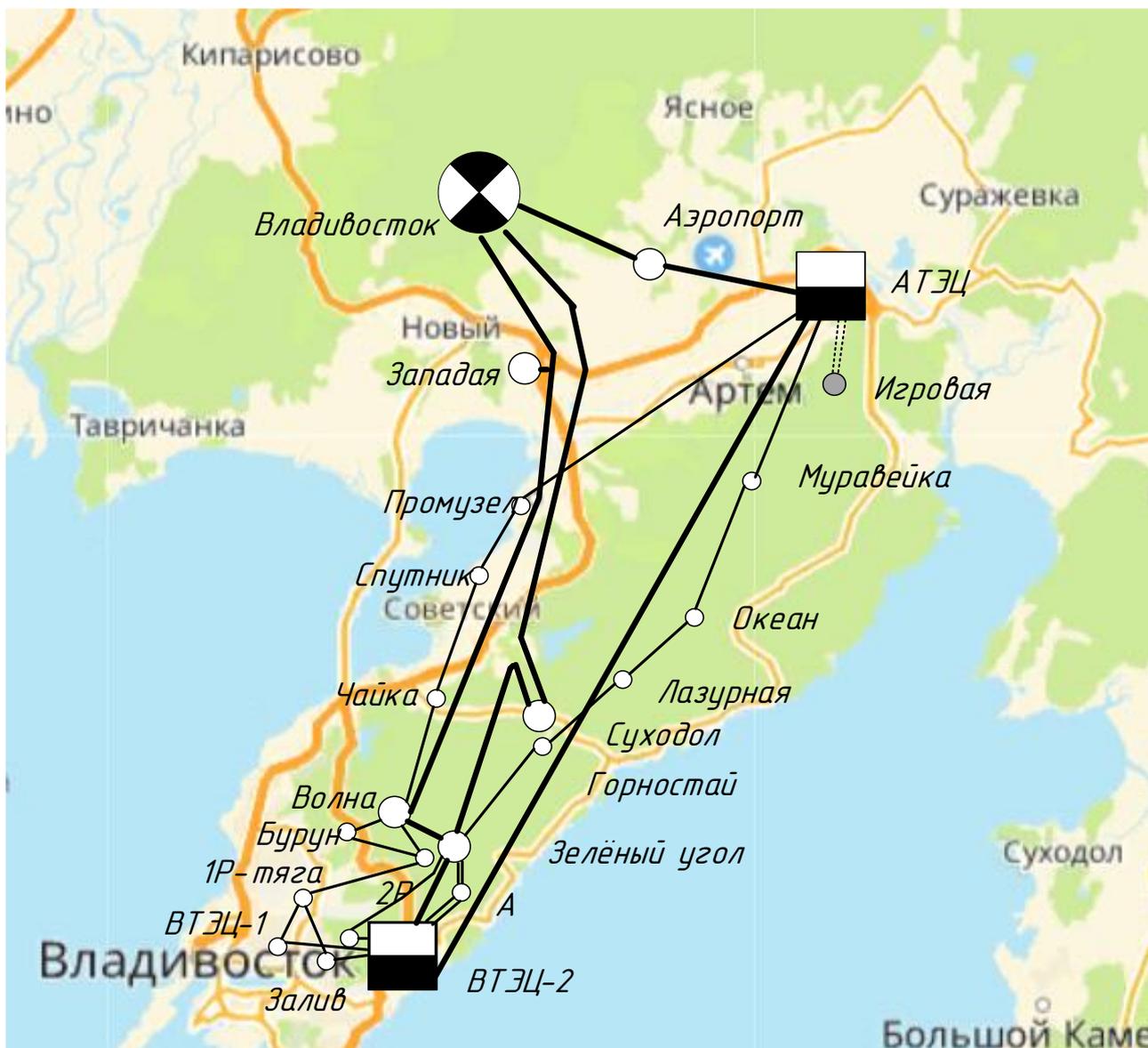


Рисунок А.8 – Карта-схема варианта подключения №3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

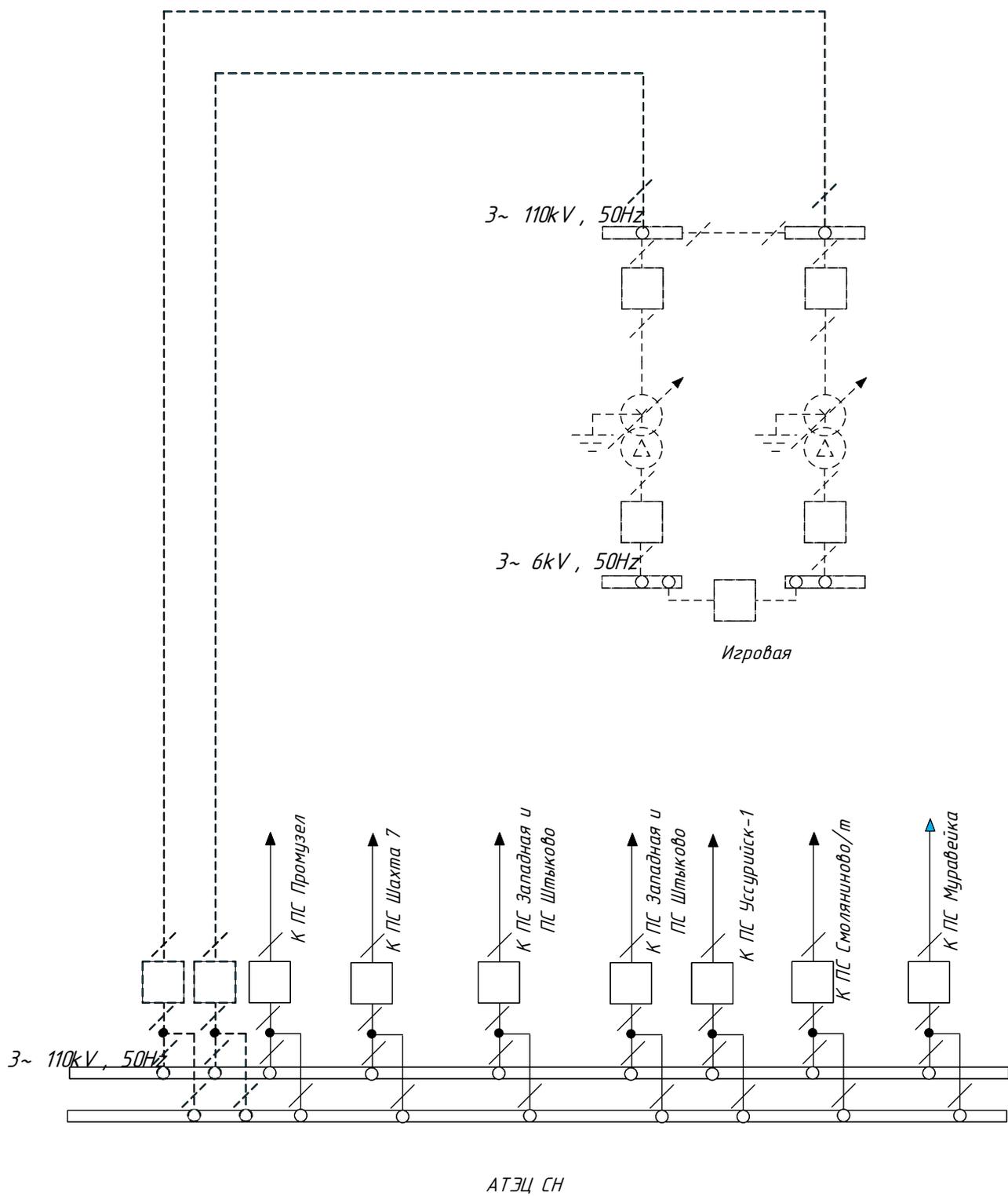


Рисунок А.9 – Однолинейная схема варианта подключения №3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Схемы участков рассматриваемой сети

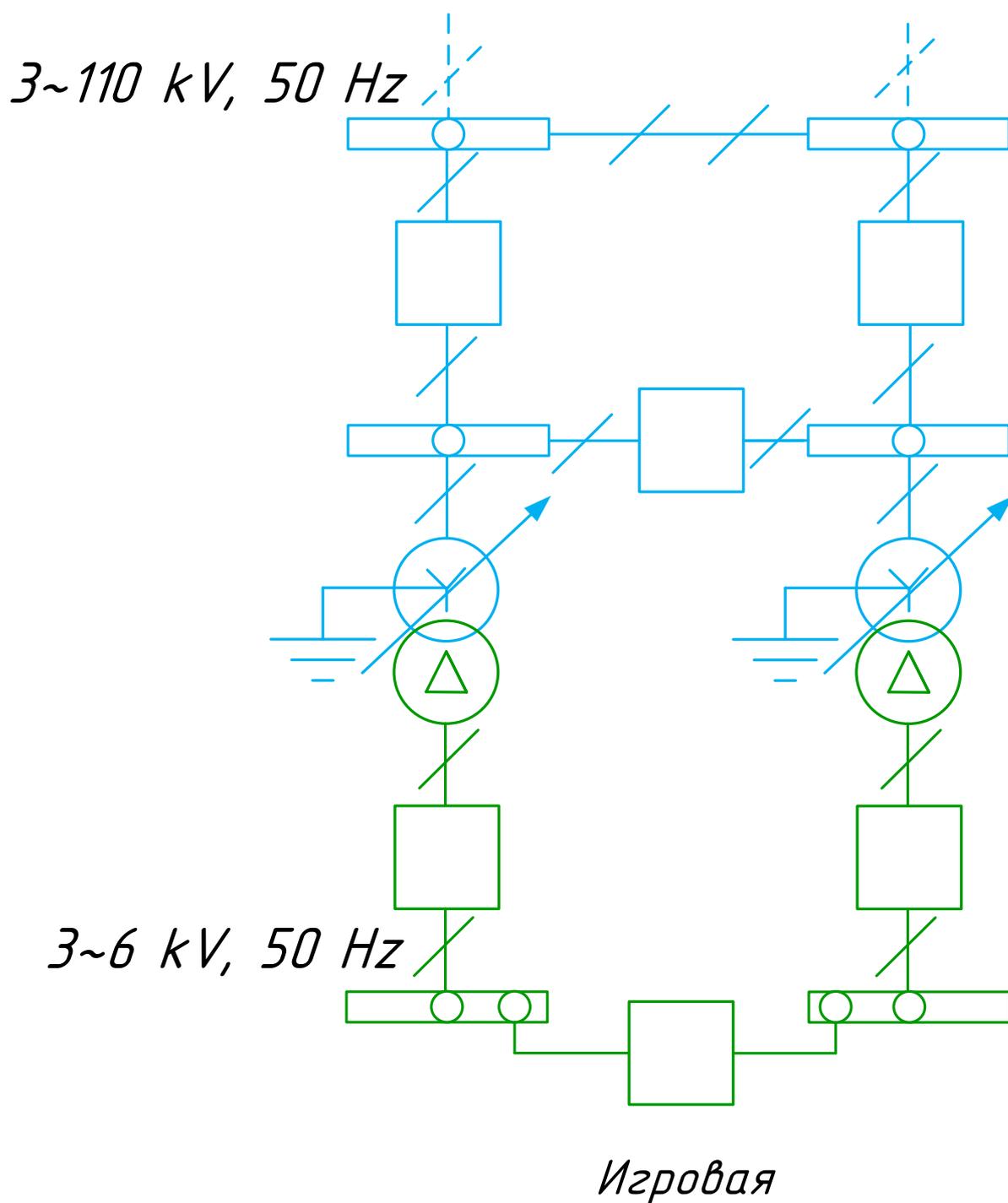


Рисунок А.10 – Упрощённая схема подстанции игровая

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

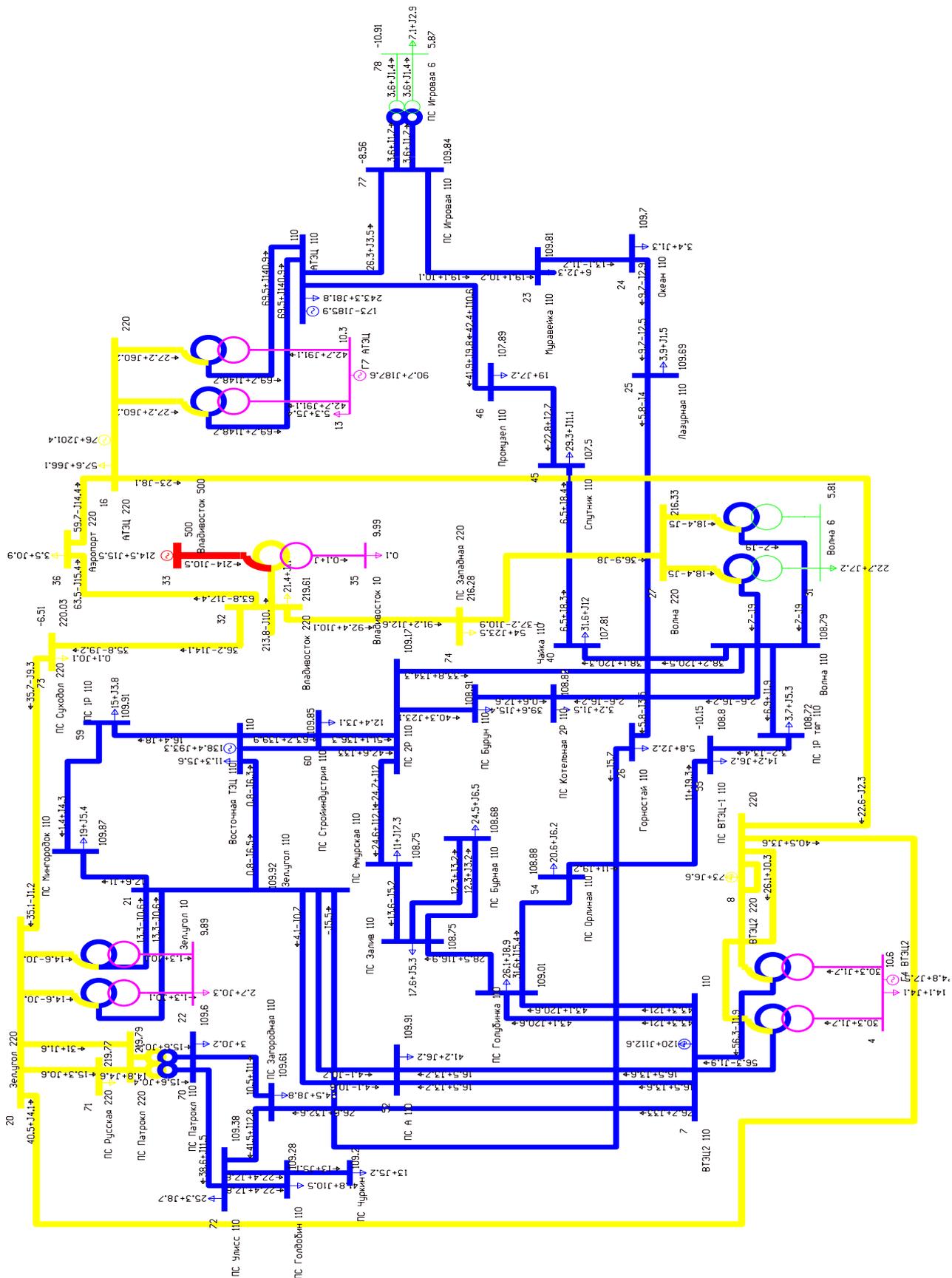


Рисунок Б.3 - Схема потокораспределения в нормальном режиме варианта №1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

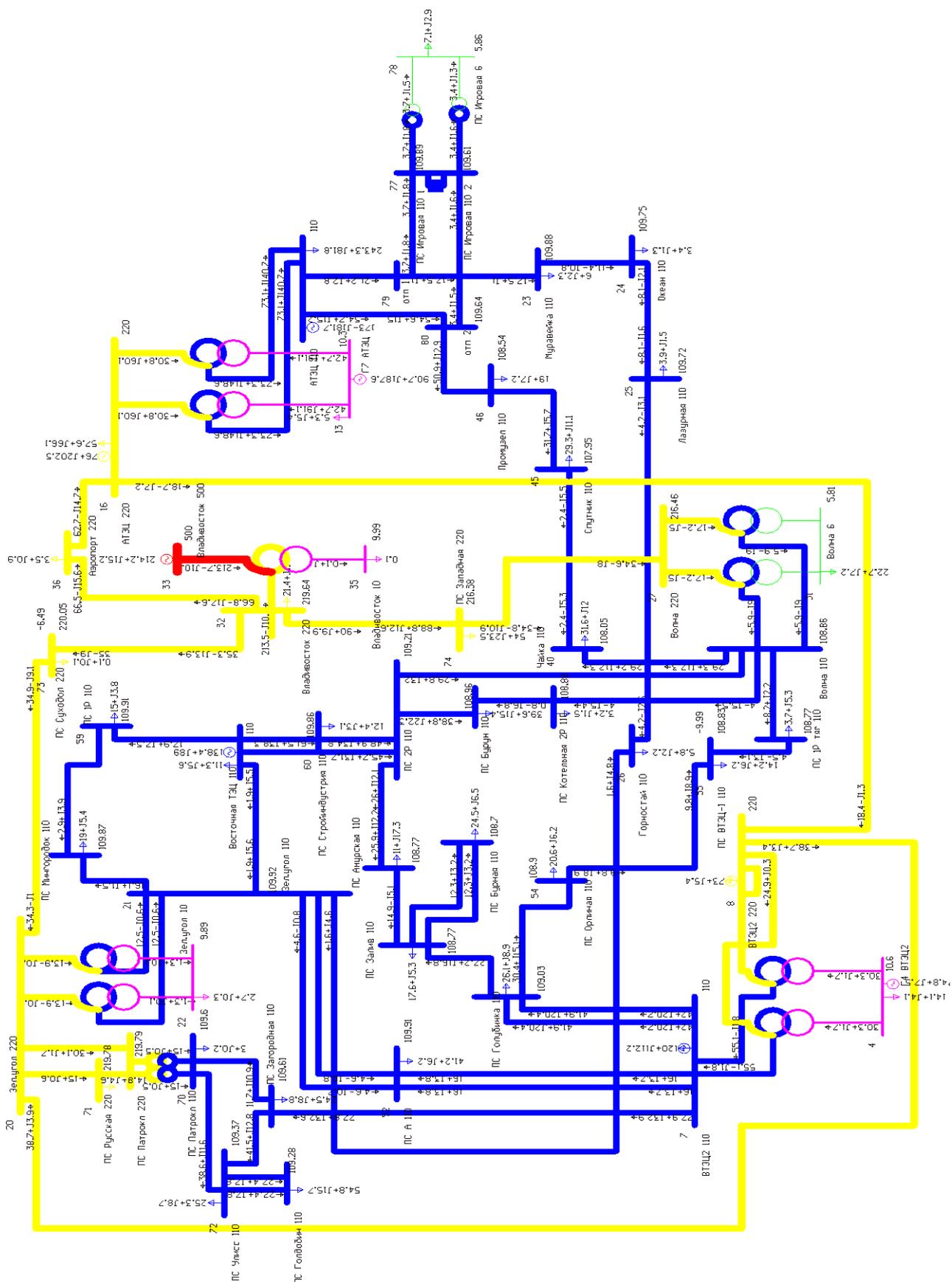
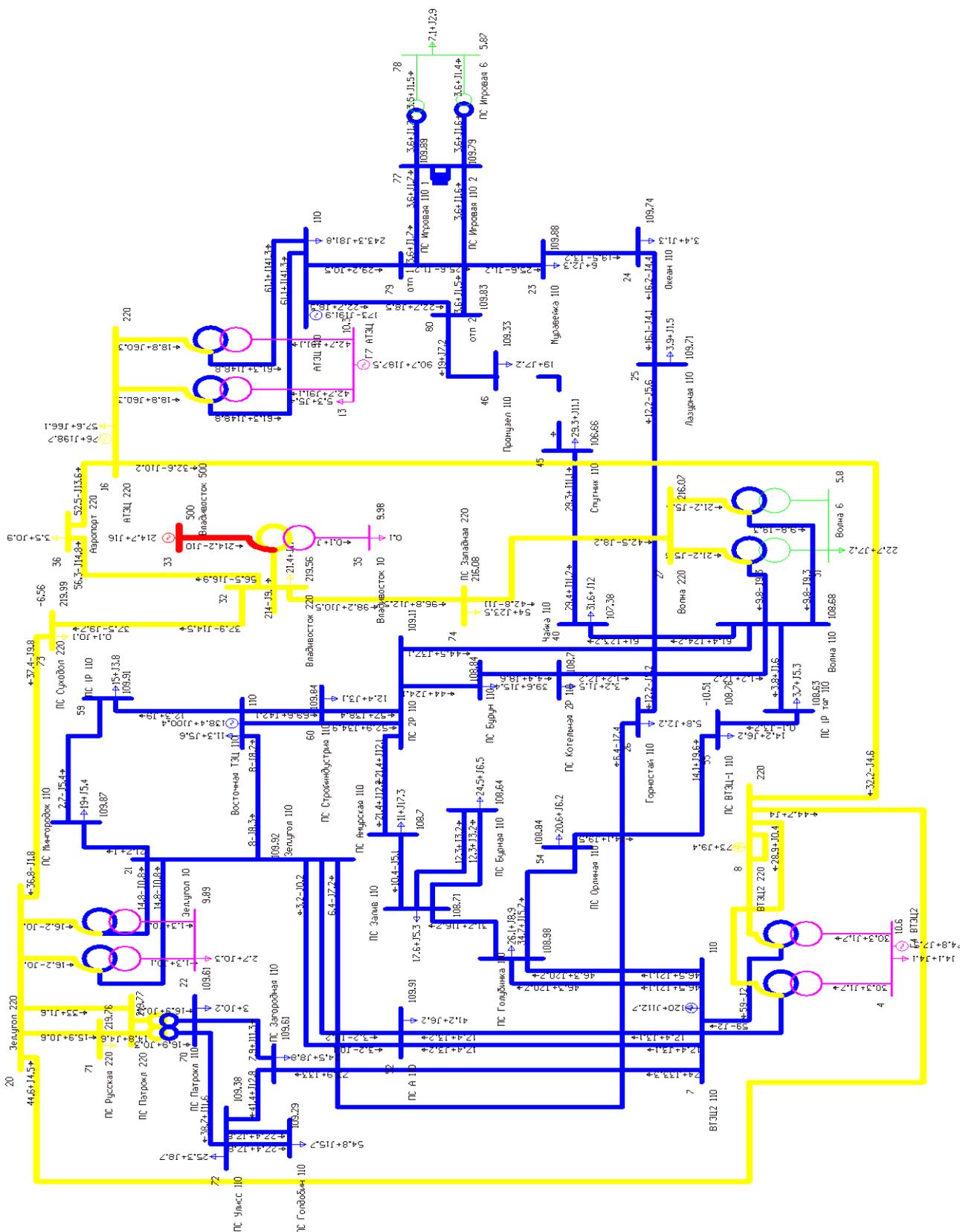


Рисунок Б.4 - Схема потокораспределения в нормальном режиме варианта №2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
 Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.10 – Параметры ветвей эквивалента в нормальном режиме

Тип	№ нач	№ кон	Название	R	X	G	B	Кт/ г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	8	9	ВТЭЦ2 220 - 0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	0,6	59,2	1,3	13,0	1,0
Тр-р	8	10	ВТЭЦ2 220 - 0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	0,6	59,2	1,3	13,0	1,0
Тр-р	9	7	0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2 - ВТЭЦ2 110	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	10	7	0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2 - ВТЭЦ2 110	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	9	4	0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2 - Г4 ВТЭЦ2	3,2	131	0,0	0,0	0,0
Тр-р	10	4	0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2 - Г4 ВТЭЦ2	3,2	131	0,0	0,0	0,0
Тр-р	16	17	АТЭЦ 220 - 0 Г7 АТ1 АТЭЦ	0,1	5,2	7,7	79,9	1,0
Тр-р	16	18	АТЭЦ 220 - 0 Г7 АТ2 АТЭЦ	0,1	5,2	7,7	79,9	1,0
Тр-р	17	15	0 Г7 АТ1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	0,4	13,8	0,0	0,0	0,5
Тр-р	18	15	0 Г7 АТ2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	0,4	13,8	0,0	0,0	0,5
Тр-р	17	13	0 Г7 АТ1 АТЭЦ - Г7 АТЭЦ	0,9	12,8	0,0	0,0	0,0
Тр-р	18	13	0 Г7 АТ2 АТЭЦ - Г7 АТЭЦ	0,9	12,8	0,0	0,0	0,0
Тр-р	20	50	Зел.угол 220 - 0 Зелёный угол АТ1	1,4	104	0,9	6,5	1,0
Тр-р	20	51	Зел.угол 220 - 0 Зелёный угол АТ2	1,4	104	0,9	6,5	1,0
Тр-р	50	21	0 Зелёный угол АТ1 - Зел.угол 110	1,4	0,0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	51	21	0 Зелёный угол АТ2 - Зел.угол 110	1,4	0,0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	50	22	0 Зелёный угол АТ1 - Зел.угол 10	2,8	195	0,0	0,0	0,0
Тр-р	51	22	0 Зелёный угол АТ2 - Зел.угол 10	2,8	195	0,0	0,0	0,0
Тр-р	27	28	Волна 220 - 0 Волна Т1	0,6	59,2	1,3	12,9	1,0
Тр-р	27	29	Волна 220 - 0 Волна Т2	0,6	59,2	1,3	12,9	1,0
Тр-р	28	30	0 Волна Т1 - Волна 110	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	29	30	0 Волна Т2 - Волна 110	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Тр-р	28	31	0 Волна Т1 - Волна 6	3,2	131	0,0	0,0	0,0
Тр-р	29	31	0 Волна Т2 - Волна 6	3,2	131	0,0	0,0	0,0
Тр-р	33	34	Владивосток 500 - 0 Владивосток АТ1	1,4	116	0,9	18,0	1,0
Тр-р	34	32	0 Владивосток АТ1 - Владивосток 220	0,5	0,0	0,0	0,0	0,4
Тр-р	34	35	0 Владивосток АТ1 - Владивосток 10	2,4	296	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	8	20	ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	0,4	1,8	0,6	-11,1	0,0
ЛЭП	32	36	Владивосток 220 - Аэропорт 220	1,6	9,1	3,1	-58,7	0,0
ЛЭП	36	16	Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	1,5	8,4	2,9	-54,0	0,0
ЛЭП	15	23	АТЭЦ 110 - Муравейка 110	1,6	5,3	0,5	-36,5	0,0
ЛЭП	23	24	Муравейка 110 - Океан 110	1,8	6,2	0,6	-42,8	0,0
ЛЭП	24	25	Океан 110 - Лазурная 110	1,8	6,1	0,6	-42,6	0,0
ЛЭП	25	26	Лазурная 110 - Горностай 110	1,8	6,0	0,6	-41,5	0,0
ЛЭП	26	21	Горностай 110 - Зел.угол 110	0,7	2,3	0,2	-16,3	0,0
ЛЭП	16	8	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	4,6	20,3	6,7	-125	0,0
ЛЭП	30	40	Волна 110 - Чайка 110	1,0	3,4	0,3	-23,4	0,0
ЛЭП	40	45	Чайка 110 - Спутник 110	1,6	2,7	0,2	-16,9	0,0
ЛЭП	45	46	Спутник 110 - Промузел 110	1,5	2,6	0,2	-16,3	0,0
ЛЭП	15	46	АТЭЦ 110 - Промузел 110	6,2	10,7	0,9	-66,5	0,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	7	53	ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	1,0	3,2	0,3	-22,5	0,0
ЛЭП	7	53	ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	1,0	3,2	0,3	-22,5	0,0
ЛЭП	53	54	ПС Голубинка 110 - ПС Орлиная 110	0,2	0,6	0,1	-4,0	0,0
ЛЭП	54	55	ПС Орлиная 110 - ПС ВТЭЦ-1 110	0,2	0,7	0,1	-4,6	0,0
ЛЭП	55	67	ПС ВТЭЦ-1 110 - ПС 1Р тяг 110	1,2	3,9	0,4	-27,3	0,0
ЛЭП	53	56	ПС Голубинка 110 - ПС Залив 110	0,3	1,1	0,1	-7,8	0,0
ЛЭП	56	65	ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	0,3	1,2	0,1	-8,0	0,0
ЛЭП	56	65	ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	0,3	1,2	0,1	-8,0	0,0
ЛЭП	56	66	ПС Залив 110 - ПС Амурская 110	0,1	0,4	0,1	-2,8	0,0
ЛЭП	67	30	ПС 1Р тяг 110 - Волна 110	0,6	2,0	0,2	-14,1	0,0
ЛЭП	30	63	Волна 110 - ПС Котельная 2Р 110	0,1	0,5	0,0	-3,4	0,0
ЛЭП	63	62	ПС Котельная 2Р 110 - ПС Бурун 110	0,4	1,3	0,1	-9,3	0,0
ЛЭП	62	61	ПС Бурун 110 - ПС 2Р 110	0,2	0,8	0,1	-5,5	0,0
ЛЭП	61	64	ПС 2Р 110 - Восточная ТЭЦ 110	0,6	1,9	0,2	-13,3	0,0
ЛЭП	30	61	Волна 110 - ПС 2Р 110	0,3	0,9	0,1	-6,4	0,0
ЛЭП	66	61	ПС Амурская 110 - ПС 2Р 110	0,7	2,4	0,2	-16,5	0,0
ЛЭП	61	60	ПС 2Р 110 - ПС Стройиндустрия 110	0,4	1,4	0,1	-10,0	0,0
ЛЭП	60	64	ПС Стройиндустрия 110 - Восточная ТЭЦ	0,1	0,3	0,0	-1,9	0,0
ЛЭП	64	21	Восточная ТЭЦ 110 - Зел.угол 110	0,4	1,5	0,1	-10,5	0,0
ЛЭП	64	59	Восточная ТЭЦ 110 - ПС 1Р 110	0,2	0,8	0,1	-5,6	0,0
ЛЭП	59	58	ПС 1Р 110 - ПС Мингородок 110	0,3	1,0	0,1	-6,6	0,0
ЛЭП	58	21	ПС Мингородок 110 - Зел.угол 110	0,3	0,9	0,1	-6,2	0,0
ЛЭП	7	52	ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	0,4	1,2	0,1	-8,2	0,0
ЛЭП	7	52	ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	0,4	1,2	0,1	-8,2	0,0
ЛЭП	52	21	ПС А 110 - Зел.угол 110	0,4	1,4	0,1	-9,5	0,0
ЛЭП	52	21	ПС А 110 - Зел.угол 110	0,4	1,4	0,1	-9,5	0,0
ЛЭП	7	57	ВТЭЦ2 110 - ПС Загородная 110	0,2	0,8	0,1	-5,3	0,0
ЛЭП	57	70	ПС Загородная 110 - ПС Патрокл 110	0,0	0,1	0,0	-0,4	0,0
ЛЭП	57	72	ПС Загородная 110 - ПС Улисс 110	0,3	1,0	0,1	-7,1	0,0
ЛЭП	70	72	ПС Патрокл 110 - ПС Улисс 110	0,3	1,1	0,1	-7,5	0,0
ЛЭП	69	71	ПС Патрокл 220 - ПС Русская 220	0,5	3,5	1,2	-23,1	0,0
ЛЭП	69	20	ПС Патрокл 220 - Зел.угол 220	0,5	3,5	1,2	-23,1	0,0
ЛЭП	71	20	ПС Русская 220 - Зел.угол 220	1,0	7,0	2,4	-46,0	0,0
ЛЭП	72	68	ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	0,2	0,6	0,1	-4,4	0,0
ЛЭП	72	68	ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	0,2	0,6	0,1	-4,4	0,0
ЛЭП	68	76	ПС Голдобин 110 - ПС Чуркин	0,3	1,0	0,1	-7,2	0,0
ЛЭП	32	74	Владивосток 220 - ПС Западная 220	5,1	22,4	7,3	-137	0,0
ЛЭП	74	27	ПС Западная 220 - Волна 220	2,6	11,2	3,7	-69,2	0,0
ЛЭП	32	73	Владивосток 220 - ПС Суходол 220	3,1	17,4	6,0	-111	0,0
ЛЭП	73	20	ПС Суходол 220 - Зел.угол 220	5,1	28,4	9,7	-182	0,0
Тр-р	69	70	ПС Патрокл 220 - ПС Патрокл 110	3,9	100	0,1	1,7	0,5
Тр-р	69	70	ПС Патрокл 220 - ПС Патрокл 110	3,9	100	0,1	1,7	0,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.11 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г4 ВТЭЦ2	10	10,60	6,00
ВТЭЦ2 110	110	110,00	0,00
ВТЭЦ2 220	220	220,00	0,00
0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220	220,12	0,06
0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220	220,12	0,06
Г7 АТЭЦ	10	10,30	3,00
АТЭЦ 110	110	110,35	0,32
АТЭЦ 220	220	220,00	0,00
0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220	218,69	-0,60
0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220	218,69	-0,60
Зел.угол 220	220	219,90	-0,05
Зел.угол 110	110	109,92	-0,07
Зел.угол 10	10	9,89	-1,10
Муравейка 110	110	110,06	0,06
Океан 110	110	109,90	-0,09
Лазурная 110	110	109,83	-0,16
Горностай 110	110	109,85	-0,14
Волна 220	220	216,89	-1,41
0 Волна Т1	220	218,45	-0,71
0 Волна Т2	220	218,45	-0,71
Волна 110	110	109,22	-0,71
Волна 6	6	5,83	-2,81
Владивосток 220	220	219,69	-0,14
Владивосток 500	500	500,00	0,00
0 Владивосток АТ1	500	499,49	-0,10
Владивосток 10	10	9,99	-0,10
Аэропорт 220	220	219,87	-0,06
Чайка 110	110	109,42	-0,53
Спутник 110	110	110,00	0,00
Промузел 110	110	109,75	-0,22
0 Зелёный угол АТ1	220	219,93	-0,03
0 Зелёный угол АТ2	220	219,93	-0,03
ПС А 110	110	109,91	-0,08
ПС Голубинка 110	110	109,12	-0,80
ПС Орлиная 110	110	109,02	-0,89
ПС ВТЭЦ-1 110	110	108,97	-0,93
ПС Залив 110	110	108,90	-1,00
ПС Загородная 110	110	109,61	-0,35
ПС Мингородок 110	110	109,87	-0,12

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.11

1	2	3	4
ПС 1Р 110	110	109,91	-0,08
ПС Стройиндустрия 110	110	109,89	-0,10
ПС 2Р 110	110	109,40	-0,54
ПС Бурун 110	110	109,20	-0,72
ПС Котельная 2Р 110	110	109,21	-0,72
Восточная ТЭЦ 110	110	110,00	0,00
ПС Бурная 110	110	108,83	-1,07
ПС Амурская 110	110	108,91	-0,99
ПС 1Р тяг 110	110	109,06	-0,86
ПС Голдобин 110	110	109,28	-0,65
ПС Патрокл 220	220	219,79	-0,09
ПС Патрокл 110	110	109,60	-0,36
ПС Русская 220	220	219,78	-0,10
ПС Улисс 110	110	109,38	-0,57
ПС Суходол 220	220	220,09	0,04
ПС Западная 220	220	216,69	-1,50
ПС Чуркин	110	109,20	-0,73

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.12 – Напряжения в узлах при отключении линии Промузел – АТЭЦ варианта №1

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г4 ВТЭЦ2	10,00	10,60	6,0
ВТЭЦ2 110	110,00	110,00	0,0
ВТЭЦ2 220	220,00	220,00	0,0
0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220,00	220,13	0,1
0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220,00	220,13	0,1
Г7 АТЭЦ	10,00	10,30	3,0
АТЭЦ 110	110,00	110,00	0,0
АТЭЦ 220	220,00	220,00	0,0
0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220,00	218,55	-0,7
0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220,00	218,55	-0,7
Зел.угол 220	220,00	219,87	-0,1
Зел.угол 110	110,00	109,92	-0,1
Зел.угол 10	10,00	9,89	-1,1
Муравейка 110	110	109,8003	-0,2
Океан 110	110	109,6791	-0,3
Лазурная 110	110	109,6724	-0,3
Горностай 110	110	109,7946	-0,2
Волна 220	220	215,7633	-1,9
0 Волна Т1	220	217,0709	-1,3
0 Волна Т2	220	217,0709	-1,3
Волна 110	110	108,5218	-1,3
Волна б	6	5,794068	-3,4
Владивосток 220	220	219,4991	-0,2
Владивосток 500	500	500	0,0
0 Владивосток АТ1	500	499,0684	-0,2
Владивосток 10	10	9,981358	-0,2
Аэропорт 220	220	219,7741	-0,1
Чайка 110	110	106,7886	-2,9
Спутник 110	110	105,5923	-4,0
Промузел 110	110	105,1377	-4,4
0 Зелёный угол АТ1	220	219,9455	0,0
0 Зелёный угол АТ2	220	219,9455	0,0
ПС А 110	110	109,9107	-0,1
ПС Голубинка 110	110	108,9309	-1,0
ПС Орлиная 110	110	108,7853	-1,1
ПС ВТЭЦ-1 110	110	108,6919	-1,2
ПС Залив 110	110	108,6536	-1,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.12

1	2	3	4
ПС Загородная 110	110	109,6179	-0,3
ПС Мингородок 110	110	109,8683	-0,1
ПС 1Р 110	110	109,9075	-0,1
ПС Стройиндустрия 110	110	109,8295	-0,2
ПС 2Р 110	110	109,0226	-0,9
ПС Бурун 110	110	108,7284	-1,2
ПС Котельная 2Р 110	110	108,5693	-1,3
Восточная ТЭЦ 110	110	110	0,0
ПС Бурная 110	110	108,5811	-1,3
ПС Амурская 110	110	108,6419	-1,2
ПС 1Р тяг 110	110	108,5037	-1,4
ПС Голдобин 110	110	109,2901	-0,6
ПС Патрокл 220	220	219,7588	-0,1
ПС Патрокл 110	110	109,6107	-0,4
ПС Русская 220	220	219,7423	-0,1
ПС Улисс 110	110	109,3834	-0,6
ПС Суходол 220	220	219,9416	0,0
ПС Западная 220	220	215,8424	-1,9
ПС Чуркин	110	109,2039	-0,7
ПС Игровая 110	110	109,8324	-0,2
ПС Игровая 6	6	5,866235	-2,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.13 – Токовая загрузка линий при отключении линии Промузел – АТЭЦ варианта №1

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Токовая нагрузка ЛЭП, %
1	2	3	4
Горностай - Зел.угол 110	АСКП-240	72,94	15,08
АТЭЦ 110 - Игровая 110	АСКП-240	194,05	32,34
Лазурная 110 - Горностай	АСКП-240, АС-240	93,92	19,41
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	113,51	12,75
Муравейка - Игровая 110	АСКП-240	156,98	26,16
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	111,37	23,02
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	129,18	12,14
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	127,65	14,34
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	127,47	26,35
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	139,84	15,71
Спутник 110 - Промузел	АС-120, М-70	111,58	26,21
Волна 110 - Чайка 110	АС-300, АС-240, АС-150	465,01	81,01
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	282,62	85,64

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.14 – Напряжения в узлах при отключении линии Волна - Чайка варианта №1

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г4 ВТЭЦ2	10,00	10,60	6,0
ВТЭЦ2 110	110,00	110,00	0,0
ВТЭЦ2 220	220,00	220,00	0,0
0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220,00	220,11	0,1
0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220,00	220,11	0,1
Г7 АТЭЦ	10,00	10,30	3,0
АТЭЦ 110	110,00	110,00	0,0
АТЭЦ 220	220,00	219,98	0,0
0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220,00	218,53	-0,7
0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220,00	218,53	-0,7
Зел.угол 220	220,00	219,91	0,0
Зел.угол 110	110,00	109,91	-0,1
Зел.угол 10	10,00	9,89	-1,1
Муравейка 110	110	109,8094	-0,2
Океан 110	110	109,6987	-0,3
Лазурная 110	110	109,6867	-0,3
Горностай 110	110	109,7924	-0,2
Волна 220	220	216,9402	-1,4
0 Волна Т1	220	218,2883	-0,8
0 Волна Т2	220	218,2883	-0,8
Волна 110	110	109,1414	-0,8
Волна б	6	5,827353	-2,9
Владивосток 220	220	219,7203	-0,1
Владивосток 500	500	500	0,0
0 Владивосток АТ1	500	499,5713	-0,1
Владивосток 10	10	9,991417	-0,1
Аэропорт 220	220	219,8557	-0,1
Чайка 110	110	102,16	-7,1
Спутник 110	110	102,9683	-6,4
Промузел 110	110	104,4732	-5,0
0 Зелёный угол АТ1	220	219,8872	-0,1
0 Зелёный угол АТ2	220	219,8872	-0,1
ПС А 110	110	109,9057	-0,1
ПС Голубинка 110	110	109,1045	-0,8
ПС Орлиная 110	110	108,9945	-0,9
ПС ВТЭЦ-1 110	110	108,9417	-1,0
ПС Залив 110	110	108,8743	-1,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.14

1	2	3	4
ПС Загородная 110	110	109,6044	-0,4
ПС Мингородок 110	110	109,8613	-0,1
ПС 1Р 110	110	109,9042	-0,1
ПС Стройиндустрия 110	110	109,8837	-0,1
ПС 2Р 110	110	109,36	-0,6
ПС Бурун 110	110	109,1523	-0,8
ПС Котельная 2Р 110	110	109,1365	-0,8
Восточная ТЭЦ 110	110	110	0,0
ПС Бурная 110	110	108,8019	-1,1
ПС Амурская 110	110	108,8794	-1,0
ПС 1Р тяг 110	110	108,997	-0,9
ПС Голдобин 110	110	109,2761	-0,7
ПС Патрокл 220	220	219,8134	-0,1
ПС Патрокл 110	110	109,5962	-0,4
ПС Русская 220	220	219,7927	-0,1
ПС Улисс 110	110	109,3694	-0,6
ПС Суходол 220	220	220,1065	0,0
ПС Западная 220	220	216,7417	-1,5
ПС Чуркин	110	109,1898	-0,7
ПС Игровая 110	110	109,8394	-0,1
ПС Игровая 6	6	5,866624	-2,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.15 – Токовая загрузка линий при отключении линии Волна - Чайка
варианта №1

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Токовая нагрузка ЛЭП, %
1	2	3	4
Горноста́й - Зел.угол 110	АСКП-240	52,73	10,90
АТЭЦ 110 - Игровая 110	АСКП-240	93,15	15,53
Лазурная 110 - Горноста́й	АСКП-240, АС-240	21,08	4,36
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	19,67	2,21
Муравейка - Игровая 110	АСКП-240	51,85	8,64
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	2,43	0,50
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	198,63	18,66
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	87,03	9,78
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	18,95	3,92
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	209,08	23,49
Спутник 110 - Промузел	АС-120, М-70	366,45	86,08
АТЭЦ 110 - Промузел 110	АС-120, М-70	478,39	98,89
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	191,03	57,89

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.16 – Напряжения в узлах при отключении линии Спутник 110 – Промузел 110 варианта №2

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г4 ВТЭЦ2	10,00	10,60	6,0
ВТЭЦ2 110	110,00	110,00	0,0
ВТЭЦ2 220	220,00	220,00	0,0
0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220,00	220,13	0,1
0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220,00	220,13	0,1
Г7 АТЭЦ	10,00	10,30	3,0
АТЭЦ 110	110,00	110,00	0,0
АТЭЦ 220	220,00	220,00	0,0
0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220,00	218,55	-0,7
0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220,00	218,55	-0,7
Зел.угол 220	220,00	219,88	-0,1
Зел.угол 110	110,00	109,92	-0,1
Зел.угол 10	10,00	9,89	-1,1
Муравейка 110	110	109,8782	-0,1
Океан 110	110	109,7398	-0,2
Лазурная 110	110	109,7102	-0,3
Горностай 110	110	109,8057	-0,2
Волна 220	220	216,0701	-1,8
0 Волна Т1	220	217,3809	-1,2
0 Волна Т2	220	217,3809	-1,2
Волна 110	110	108,6796	-1,2
Волна б	6	5,802545	-3,3
Владивосток 220	220	219,5596	-0,2
Владивосток 500	500	500	0,0
0 Владивосток АТ1	500	499,2051	-0,2
Владивосток 10	10	9,984092	-0,2
Аэропорт 220	220	219,8008	-0,1
Чайка 110	110	107,3803	-2,4
Спутник 110	110	106,6628	-3,0
Промузел 110	110	109,3323	-0,6
0 Зелёный угол АТ1	220	219,935	0,0
0 Зелёный угол АТ2	220	219,935	0,0
ПС А 110	110	109,9104	-0,1
ПС Голубинка 110	110	108,9753	-0,9
ПС Орлиная 110	110	108,8387	-1,1
ПС ВТЭЦ-1 110	110	108,7557	-1,1
ПС Залив 110	110	108,71	-1,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.16

1	2	3	4
ПС Загородная 110	110	109,6141	-0,4
ПС Мингородок 110	110	109,868	-0,1
ПС 1Р 110	110	109,9074	-0,1
ПС Стройиндустрия 110	110	109,8433	-0,1
ПС 2Р 110	110	109,1086	-0,8
ПС Бурун 110	110	108,8364	-1,1
ПС Котельная 2Р 110	110	108,7138	-1,2
Восточная ТЭЦ 110	110	110	0,0
ПС Бурная 110	110	108,6374	-1,2
ПС Амурская 110	110	108,7025	-1,2
ПС 1Р тяг 110	110	108,6294	-1,2
ПС Голдобин 110	110	109,2857	-0,6
ПС Патрокл 220	220	219,7733	-0,1
ПС Патрокл 110	110	109,6067	-0,4
ПС Русская 220	220	219,7557	-0,1
ПС Улисс 110	110	109,3791	-0,6
ПС Суходол 220	220	219,9871	0,0
ПС Западная 220	220	216,0786	-1,8
ПС Игровая 110 1	110	109,8868	-0,1
ПС Игровая 6	6	5,866655	-2,2
отп 1	110	109,8937	-0,1
отп 2	110	109,8263	-0,2
ПС Игровая 110 2	110	109,793	-0,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.17 – Токовая загрузка линий при отключении линии Спутник 110 – Промузел 110 варианта №2

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Токовая нагрузка ЛЭП, %
1	2	3	4
Горноста́й - Зел.угол 110	АСКП-240	51,38	10,62
Отп. 1 – Ишровая 110 1	АСКП-240	20,73	5,53
Лазурная 110 - Горноста́й	АСКП-240, АС-240	70,77	14,63
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	89,71	10,08
АТЭЦ 110 - отп 2	АС-120, М-70	127,26	37,76
АТЭЦ 110 - отп 1	АСКП-240	153,2	40,9
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	88,32	18,26
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	144,56	13,58
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	117,75	13,23
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	104,63	21,63
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	155,16	17,43
отп 1 - ПС Игровая 110 1	АС-70	20,73	5,53
отп 2 - ПС Игровая 110 2	АС-70	20,84	5,56
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	169,7	51,4
отп 2 - Промузел 110	АС-120, М-70	107,30	31,84
отп 1 - Муравейка 110	АСКП-240	134,69	35,92

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.18 – Напряжения в узлах при отключении линии Волна - Чайка варианта №2

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г4 ВТЭЦ2	10,0	10,6	6,0
ВТЭЦ2 110	110,0	110,0	0,0
ВТЭЦ2 220	220,0	220,0	0,0
0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220,0	220,1	0,1
0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220,0	220,1	0,1
Г7 АТЭЦ	10,0	10,3	3,0
АТЭЦ 110	110,0	110,0	0,0
АТЭЦ 220	220,0	220,0	0,0
0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220,0	218,5	-0,7
0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220,0	218,5	-0,7
Зел.угол 220	220,0	219,9	0,0
Зел.угол 110	110,0	109,9	-0,1
Зел.угол 10	10,0	9,9	-1,1
Муравейка 110	110,0	109,9	-0,1
Океан 110	110,0	109,7	-0,2
Лазурная 110	110,0	109,7	-0,3
Горностай 110	110,0	109,8	-0,2
Волна 220	220,0	216,9	-1,4
0 Волна Т1	220,0	218,3	-0,8
0 Волна Т2	220,0	218,3	-0,8
Волна 110	110,0	109,1	-0,8
Волна б	6,0	5,8	-2,9
Владивосток 220	220,0	219,7	-0,1
Владивосток 500	500,0	500,0	0,0
0 Владивосток АТ1	500,0	499,6	-0,1
Владивосток 10	10,0	10,0	-0,1
Аэропорт 220	220,0	219,9	-0,1
Чайка 110	110,0	104,8	-4,7
Спутник 110	110,0	105,6	-4,0
Промузел 110	110,0	107,1	-2,6
0 Зелёный угол АТ1	220,0	219,9	0,0
0 Зелёный угол АТ2	220,0	219,9	0,0
ПС А 110	110,0	109,9	-0,1
ПС Голубинка 110	110,0	109,1	-0,8
ПС Орлиная 110	110,0	109,0	-0,9
ПС ВТЭЦ-1 110	110,0	108,9	-1,0
ПС Залив 110	110,0	108,9	-1,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.18

1	2	3	4
ПС Загородная 110	110,0	109,6	-0,4
ПС Мингородок 110	110,0	109,9	-0,1
ПС 1Р 110	110,0	109,9	-0,1
ПС Стройиндустрия 110	110,0	109,9	-0,1
ПС 2Р 110	110,0	109,4	-0,6
ПС Бурун 110	110,0	109,2	-0,8
ПС Котельная 2Р 110	110,0	109,1	-0,8
Восточная ТЭЦ 110	110,0	110,0	0,0
ПС Бурная 110	110,0	108,8	-1,1
ПС Амурская 110	110,0	108,9	-1,0
ПС 1Р тяг 110	110,0	109,0	-0,9
ПС Голдобин 110	110,0	109,3	-0,7
ПС Патрокл 220	220,0	219,8	-0,1
ПС Патрокл 110	110,0	109,6	-0,4
ПС Русская 220	220,0	219,8	-0,1
ПС Улисс 110	110,0	109,4	-0,6
ПС Суходол 220	220,0	220,1	0,0
ПС Западная 220	220,0	216,7	-1,5
ПС Игровая 110 1	110,0	109,9	-0,1
ПС Игровая 6	6,0	5,9	-2,5
отп 1	110,0	109,9	-0,1
отп 2	110,0	109,3	-0,6
ПС Игровая 110 2	110,0	109,3	-0,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.19 – Токовая загрузка линий при отключении линии Волна - Чайка варианта №2

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Токовая нагрузка ЛЭП, %
1	2	3	4
Горноста́й - Зел.угол 110	АСКП-240	49,9	10,3
Отп. 1 – Ишровая 110 1	АСКП-240	22,8	6,1
Лазурная 110 - Горноста́й	АСКП-240, АС-240	18,2	3,8
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	19,5	2,2
АТЭЦ 110 - отп 2	АС-120, М-70	484,3	143,7
АТЭЦ 110 - отп 1	АСКП-240	77,2	20,6
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	4,5	0,9
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	197,1	18,5
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	87,2	9,8
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	21,8	4,5
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	207,6	23,3
отп 1 - ПС Игровая 110 1	АС-70	22,8	6,1
отп 2 - ПС Игровая 110 2	АС-70	18,9	5,0
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	186,2	56,4
отп 2 - Промузел 110	АС-120, М-70	466,3	138,4
отп 1 - Муравейка 110	АСКП-240	54,7	14,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.20 – Напряжения в узлах при отключении линии Волна - Чайка варианта №2 после реконструкции

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г4 ВТЭЦ2	10,0	10,6	6,0
ВТЭЦ2 110	110,0	110,0	0,0
ВТЭЦ2 220	220,0	220,0	0,0
0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220,0	220,1	0,1
0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220,0	220,1	0,1
Г7 АТЭЦ	10,0	10,3	3,0
АТЭЦ 110	110,0	110,0	0,0
АТЭЦ 220	220,0	220,0	0,0
0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220,0	218,5	-0,7
0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220,0	218,5	-0,7
Зел.угол 220	220,0	219,9	0,0
Зел.угол 110	110,0	109,9	-0,1
Зел.угол 10	10,0	9,9	-1,1
Муравейка 110	110,0	109,9	-0,1
Океан 110	110,0	109,7	-0,2
Лазурная 110	110,0	109,7	-0,3
Горностаи 110	110,0	109,8	-0,2
Волна 220	220,0	216,9	-1,4
0 Волна Т1	220,0	218,3	-0,8
0 Волна Т2	220,0	218,3	-0,8
Волна 110	110,0	109,1	-0,8
Волна б	6,0	5,8	-2,9
Владивосток 220	220,0	219,7	-0,1
Владивосток 500	500,0	500,0	0,0
0 Владивосток АТ1	500,0	499,6	-0,1
Владивосток 10	10,0	10,0	-0,1
Аэропорт 220	220,0	219,9	-0,1
Чайка 110	110,0	104,8	-4,7
Спутник 110	110,0	105,6	-4,0
Промузел 110	110,0	107,1	-2,6
0 Зелёный угол АТ1	220,0	219,9	0,0
0 Зелёный угол АТ2	220,0	219,9	0,0
ПС А 110	110,0	109,9	-0,1
ПС Голубинка 110	110,0	109,1	-0,8
ПС Орлиная 110	110,0	109,0	-0,9
ПС ВТЭЦ-1 110	110,0	108,9	-1,0
ПС Залив 110	110,0	108,9	-1,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Продолжение таблицы Б.20

1	2	3	4
ПС Загородная 110	110,0	109,6	-0,4
ПС Мингородок 110	110,0	109,9	-0,1
ПС 1Р 110	110,0	109,9	-0,1
ПС Стройиндустрия 110	110,0	109,9	-0,1
ПС 2Р 110	110,0	109,4	-0,6
ПС Бурун 110	110,0	109,2	-0,8
ПС Котельная 2Р 110	110,0	109,1	-0,8
Восточная ТЭЦ 110	110,0	110,0	0,0
ПС Бурная 110	110,0	108,8	-1,1
ПС Амурская 110	110,0	108,9	-1,0
ПС 1Р тяг 110	110,0	109,0	-0,9
ПС Голдобин 110	110,0	109,3	-0,7
ПС Патрокл 220	220,0	219,8	-0,1
ПС Патрокл 110	110,0	109,6	-0,4
ПС Русская 220	220,0	219,8	-0,1
ПС Улисс 110	110,0	109,4	-0,6
ПС Суходол 220	220,0	220,1	0,0
ПС Западная 220	220,0	216,7	-1,5
ПС Игровая 110 1	110,0	109,9	-0,1
ПС Игровая 6	6,0	5,9	-2,5
отп 1	110,0	109,9	-0,1
отп 2	110,0	109,3	-0,6
ПС Игровая 110 2	110,0	109,3	-0,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режимов в ПВК Rastr Win 3

Таблица Б.21 – Токовая загрузка линий при отключении линии Волна - Чайка варианта №2 после реконструкции

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Токовая нагрузка ЛЭП, %
1	2	3	4
Горностай - Зел.угол 110	АСКП-240	49,9	10,3
Отп. 1 – Игровая 110 1	АСКП-240	22,8	6,1
Лазурная 110 - Горностай	АСКП-240, АС-240	18,2	3,8
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	АС-300, АСО-300	19,5	2,2
АТЭЦ 110 - отп 2	АС-120, М-70	484,3	99,8
АТЭЦ 110 - отп 1	АСКП-240	77,2	20,6
Океан 110 - Лазурная 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240, АС-240	4,5	0,9
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	АС-400, А2хS(FL)2У 1х800	197,1	18,5
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	АСк-300	87,2	9,8
Муравейка 110 - Океан 110	АСКП-240, ПвПу2г-1*240	21,8	4,5
Владивосток 220 - Аэропорт	АС-400	207,6	23,3
отп 1 - ПС Игровая 110 1	М-70	22,8	6,1
отп 2 - ПС Игровая 110 2	М-70	18,9	5,0
Чайка 110 - Спутник 110	АС-120, М-70	186,2	56,4
отп 2 - Промузел 110	АС-120, М-70	466,3	96,4
отп 1 - Муравейка 110	АСКП-240	54,7	14,6

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Таблица В.1 – Сопротивления линий прямой последовательности

Линия	X_{np}
1	2
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	1,80
Владивосток 220 - Аэропорт 220	9,14
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	8,40
Муравейка 110 - Океан 110	6,16
Океан 110 - Лазурная 110	6,14
Лазурная 110 - Горноста́й 110	5,98
Горноста́й 110 - Зел.угол 110	2,35
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	20,33
Волна 110 - Чайка 110	3,37
Чайка 110 - Спутник 110	2,72
Спутник 110 - Промузел 110	2,62
АТЭЦ 110 - Промузел 110	10,12
ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	3,24
ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	3,24
ПС Голубинка 110 - ПС Орлиная 110	0,57
ПС Орлиная 110 - ПС ВТЭЦ-1 110	0,67
ПС ВТЭЦ-1 110 - ПС 1Р тяг 110	3,93
ПС Голубинка 110 - ПС Залив 110	1,10
ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	1,15
ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	1,15
ПС Залив 110 - ПС Амурская 110	0,41
ПС 1Р тяг 110 - Волна 110	2,05
Волна 110 - ПС Котельная 2Р 110	0,49
ПС Котельная 2Р 110 - ПС Бурун 110	1,34
ПС Бурун 110 - ПС 2Р 110	0,79
ПС 2Р 110 - Восточная ТЭЦ 110	1,92
Волна 110 - ПС 2Р 110	0,93
ПС Амурская 110 - ПС 2Р 110	2,39
ПС 2Р 110 - ПС Стройиндустрия 110	1,45
ПС Стройиндустрия 110 - Восточная ТЭЦ 110	0,28
Восточная ТЭЦ 110 - Зел.угол 110	1,50
Восточная ТЭЦ 110 - ПС 1Р 110	0,80
ПС 1Р 110 - ПС Мингородок 110	0,96
ПС Мингородок 110 - Зел.угол 110	0,89
ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	1,19
ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	1,19
ПС А 110 - Зел.угол 110	1,37
ПС А 110 - Зел.угол 110	1,37
ВТЭЦ2 110 - ПС Загородная 110	0,77
ПС Загородная 110 - ПС Патрокл 110	0,06
ПС Загородная 110 - ПС Улисс 110	1,02
ПС Патрокл 110 - ПС Улисс 110	1,08
ПС Патрокл 220 - ПС Русская 220	3,48
ПС Патрокл 220 - Зел.угол 220	3,48
ПС Русская 220 - Зел.угол 220	7,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Продолжение таблицы В.1

1	2
ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	0,64
ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	0,64
ПС Голдобин 110 - ПС Чуркин	1,04
Владивосток 220 - ПС Западная 220	22,36
ПС Западная 220 - Волна 220	11,24
Владивосток 220 - ПС Суходол 220	17,38
ПС Суходол 220 - Зел.угол 220	28,38
АТЭЦ 110 - ПС Игровая 110	1,58
Муравейка 110 - ПС Игровая 110	0,57

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Таблица В.2 – Сопротивления линий нулевой последовательности

Линия	$X_{нул}$
1	2
ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	5,40
Владивосток 220 - Аэропорт 220	27,41
Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	25,20
Муравейка 110 - Океан 110	18,49
Океан 110 - Лазурная 110	18,41
Лазурная 110 - Горноста́й 110	17,93
Горноста́й 110 - Зел.угол 110	7,05
АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	60,99
Волна 110 - Чайка 110	10,11
Чайка 110 - Спутник 110	8,15
Спутник 110 - Промузел 110	7,87
АТЭЦ 110 - Промузел 110	30,36
ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	9,72
ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	9,72
ПС Голубинка 110 - ПС Орлиная 110	1,71
ПС Орлиная 110 - ПС ВТЭЦ-1 110	2,00
ПС ВТЭЦ-1 110 - ПС 1Р тяг 110	11,79
ПС Голубинка 110 - ПС Залив 110	3,30
ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	3,45
ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	3,45
ПС Залив 110 - ПС Амурская 110	1,22
ПС 1Р тяг 110 - Волна 110	6,14
Волна 110 - ПС Котельная 2Р 110	1,47
ПС Котельная 2Р 110 - ПС Бурун 110	4,02
ПС Бурун 110 - ПС 2Р 110	2,38
ПС 2Р 110 - Восточная ТЭЦ 110	5,76
Волна 110 - ПС 2Р 110	2,79
ПС Амурская 110 - ПС 2Р 110	7,17
ПС 2Р 110 - ПС Стройиндустрия 110	4,34
ПС Стройиндустрия 110 - Восточная ТЭЦ 110	0,83
Восточная ТЭЦ 110 - Зел.угол 110	4,50
Восточная ТЭЦ 110 - ПС 1Р 110	2,40
ПС 1Р 110 - ПС Мингородок 110	2,87
ПС Мингородок 110 - Зел.угол 110	2,67
ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	3,56
ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	3,56
ПС А 110 - Зел.угол 110	4,11
ПС А 110 - Зел.угол 110	4,11
ВТЭЦ2 110 - ПС Загородная 110	2,31
ПС Загородная 110 - ПС Патрокл 110	0,18
ПС Загородная 110 - ПС Улисс 110	3,06
ПС Патрокл 110 - ПС Улисс 110	3,24
ПС Патрокл 220 - ПС Русская 220	10,43
ПС Патрокл 220 - Зел.угол 220	10,43
ПС Русская 220 - Зел.угол 220	21,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Продолжение таблицы В.2

1	2
ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	1,92
ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	1,92
ПС Голдобин 110 - ПС Чуркин	3,13
Владивосток 220 - ПС Западная 220	67,08
ПС Западная 220 - Волна 220	33,72
Владивосток 220 - ПС Суходол 220	52,13
ПС Суходол 220 - Зел.угол 220	85,15
АТЭЦ 110 - ПС Игровая 110	4,74
Муравейка 110 - ПС Игровая 110	1,71

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Таблица В.3 – Узлы/Несимметрия/ИД

Тип	Номер	Название	U ном
1	2	3	4
зак	4	Г4 ВТЭЦ2	10
у	7	ВТЭЦ2 110	110
у	8	ВТЭЦ2 220	220
у	9	0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	220
у	10	0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	220
зак	13	Г7 АТЭЦ	10
у	15	АТЭЦ 110	110
у	16	АТЭЦ 220	220
у	17	0 Г7 АТ1 АТЭЦ	220
у	18	0 Г7 АТ2 АТЭЦ	220
у	20	Зел.угол 220	220
у	21	Зел.угол 110	110
зак	22	Зел.угол 10	10
у	23	Муравейка 110	110
у	24	Океан 110	110
у	25	Лазурная 110	110
у	26	Горностай 110	110
у	27	Волна 220	220
у	28	0 Волна Т1	220
у	29	0 Волна Т2	220
у	30	Волна 110	110
зак	31	Волна 6	6
у	32	Владивосток 220	220
зак	33	Владивосток 500	500
у	34	0 Владивосток АТ1	500
зак	35	Владивосток 10	10
у	36	Аэропорт 220	220
у	40	Чайка 110	110
у	45	Спутник 110	110
у	46	Промузел 110	110
у	50	0 Зелёный угол АТ1	220
у	51	0 Зелёный угол АТ2	220
у	52	ПС А 110	110
у	53	ПС Голубинка 110	110
у	54	ПС Орлиная 110	110
у	55	ПС ВТЭЦ-1 110	110
у	56	ПС Залив 110	110
у	57	ПС Загородная 110	110
у	58	ПС Мингородок 110	110
у	59	ПС 1Р 110	110
у	60	ПС Стройиндустрия 110	110
у	61	ПС 2Р 110	110
у	62	ПС Бурун 110	110
у	63	ПС Котельная 2Р 110	110
у	64	Восточная ТЭЦ 110	110
у	65	ПС Бурная 110	110
у	66	ПС Амурская 110	110

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4
у	67	ПС 1Р тяг 110	110
у	68	ПС Голдобин 110	110
у	69	ПС Патрокл 220	220
у	70	ПС Патрокл 110	110
у	71	ПС Русская 220	220
у	72	ПС Улисс 110	110
у	73	ПС Суходол 220	220
у	74	ПС Западная 220	220
у	76	ПС Чуркин	110
зак	77	ПС Игровая 110	110
у	78	ПС Игровая 6	6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Таблица В.4 – Ветви/Несимметрия/ИД

№ нач	№ кон	Название	X	x0
1	2	3	4	5
8	9	ВТЭЦ2 220 - 0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2	59,2	59,2
8	10	ВТЭЦ2 220 - 0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2	59,2	59,2
9	7	0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2 - ВТЭЦ2 110	0	0
10	7	0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2 - ВТЭЦ2 110	0	0
9	4	0 Г4 АТ1 ВТЭЦ2 - Г4 ВТЭЦ2	131	131
10	4	0 Г4 АТ2 ВТЭЦ2 - Г4 ВТЭЦ2	131	131
16	17	АТЭЦ 220 - 0 Г7 АТ1 АТЭЦ	5,238	5,238
16	18	АТЭЦ 220 - 0 Г7 АТ2 АТЭЦ	5,238	5,238
17	15	0 Г7 АТ1 АТЭЦ - АТЭЦ 110	13,78	13,78
18	15	0 Г7 АТ2 АТЭЦ - АТЭЦ 110	13,78	13,78
17	13	0 Г7 АТ1 АТЭЦ - Г7 АТЭЦ	12,808	12,808
18	13	0 Г7 АТ2 АТЭЦ - Г7 АТЭЦ	12,808	12,808
20	50	Зел.угол 220 - 0 Зелёный угол АТ1	104	104
20	51	Зел.угол 220 - 0 Зелёный угол АТ2	104	104
50	21	0 Зелёный угол АТ1 - Зел.угол 110	0	0
51	21	0 Зелёный угол АТ2 - Зел.угол 110	0	0
50	22	0 Зелёный угол АТ1 - Зел.угол 10	195,6	195,6
51	22	0 Зелёный угол АТ2 - Зел.угол 10	195,6	195,6
27	28	Волна 220 - 0 Волна Т1	59,2	59,2
27	29	Волна 220 - 0 Волна Т2	59,2	59,2
28	30	0 Волна Т1 - Волна 110	0	0
29	30	0 Волна Т2 - Волна 110	0	0
28	31	0 Волна Т1 - Волна 6	131	131
29	31	0 Волна Т2 - Волна 6	131	131
33	34	Владивосток 500 - 0 Владивосток АТ1	116,4	116,4
34	32	0 Владивосток АТ1 - Владивосток 220	0	0
34	35	0 Владивосток АТ1 - Владивосток 10	296	296
8	20	ВТЭЦ2 220 - Зел.угол 220	1,8	5,4
32	36	Владивосток 220 - Аэропорт 220	9,137	27,411
36	16	Аэропорт 220 - АТЭЦ 220	8,4	25,2
23	24	Муравейка 110 - Океан 110	6,1641	18,4923
24	25	Океан 110 - Лазурная 110	6,135	18,405
25	26	Лазурная 110 - Горностай 110	5,9778	17,9334
26	21	Горностай 110 - Зел.угол 110	2,349	7,047
16	8	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ2 220	20,33	60,99
30	40	Волна 110 - Чайка 110	3,3696	10,1088
40	45	Чайка 110 - Спутник 110	2,715	8,145
45	46	Спутник 110 - Промузел 110	2,623	7,869
15	46	АТЭЦ 110 - Промузел 110	10,12	30,36
7	53	ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	3,24	9,72
7	53	ВТЭЦ2 110 - ПС Голубинка 110	3,24	9,72
53	54	ПС Голубинка 110 - ПС Орлиная 110	0,57	1,71
54	55	ПС Орлиная 110 - ПС ВТЭЦ-1 110	0,666	1,998
55	67	ПС ВТЭЦ-1 110 - ПС 1Р тяг 110	3,93	11,79
53	56	ПС Голубинка 110 - ПС Залив 110	1,1	3,3
56	65	ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	1,15	3,45
56	65	ПС Залив 110 - ПС Бурная 110	1,15	3,45

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrKZ

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5
56	66	ПС Залив 110 - ПС Амурская 110	0,405	1,215
67	30	ПС 1Р тяг 110 - Волна 110	2,045	6,135
30	63	Волна 110 - ПС Котельная 2Р 110	0,49	1,47
63	62	ПС Котельная 2Р 110 - ПС Бурун 110	1,34	4,02
62	61	ПС Бурун 110 - ПС 2Р 110	0,7938	2,3814
61	64	ПС 2Р 110 - Восточная ТЭЦ 110	1,92	5,76
30	61	Волна 110 - ПС 2Р 110	0,93	2,79
66	61	ПС Амурская 110 - ПС 2Р 110	2,3895	7,1685
61	60	ПС 2Р 110 - ПС Стройиндустрия 110	1,445	4,335
60	64	ПС Стройиндустрия 110 - Восточная ТЭЦ 110	0,277	0,831
64	21	Восточная ТЭЦ 110 - Зел.угол 110	1,5	4,5
64	59	Восточная ТЭЦ 110 - ПС 1Р 110	0,8	2,4
59	58	ПС 1Р 110 - ПС Мингородок 110	0,955	2,865
58	21	ПС Мингородок 110 - Зел.угол 110	0,891	2,673
7	52	ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	1,186	3,558
7	52	ВТЭЦ2 110 - ПС А 110	1,186	3,558
52	21	ПС А 110 - Зел.угол 110	1,3689	4,1067
52	21	ПС А 110 - Зел.угол 110	1,3689	4,1067
7	57	ВТЭЦ2 110 - ПС Загородная 110	0,7695	2,3085
57	70	ПС Загородная 110 - ПС Патрокл 110	0,06	0,18
57	72	ПС Загородная 110 - ПС Улисс 110	1,02	3,06
70	72	ПС Патрокл 110 - ПС Улисс 110	1,079	3,237
69	71	ПС Патрокл 220 - ПС Русская 220	3,475	10,425
69	20	ПС Патрокл 220 - Зел.угол 220	3,475	10,425
71	20	ПС Русская 220 - Зел.угол 220	7	21
72	68	ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	0,6399	1,9197
72	68	ПС Улисс 110 - ПС Голдобин 110	0,6399	1,9197
68	76	ПС Голдобин 110 - ПС Чуркин	1,0449	3,1347
32	74	Владивосток 220 - ПС Западная 220	22,359	67,077
74	27	ПС Западная 220 - Волна 220	11,24	33,72
32	73	Владивосток 220 - ПС Суходол 220	17,3779	52,1337
73	20	ПС Суходол 220 - Зел.угол 220	28,384	85,152
69	70	ПС Патрокл 220 - ПС Патрокл 110	100,7	100,7
69	70	ПС Патрокл 220 - ПС Патрокл 110	100,7	100,7
15	77	АТЭЦ 110 - ПС Игровая 110	1,58	4,74
23	77	Муравейка 110 - ПС Игровая 110	0,57	1,71
77	78	ПС Игровая 110 - ПС Игровая 6	220,4	220,4
77	78	ПС Игровая 110 - ПС Игровая 6	220,4	220,4