

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 напряжением 110 кВ филиала АО  
«ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением  
подстанции Парковая

Исполнитель

студент группы 942-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Золотов

Руководитель

профессор, док. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

- К выпускной квалификационной работе студента Золотов Никита Валентинович
1. Тема выпускной квалификационной работы Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Парковая  
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)
  2. Срок сдачи студентом законченной работы 20.06.2023
  3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты контрольных замеров, нормальная схема электрических соединений Приморского края 220/110/35 кВ.
  4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции электрических сетей; Расчет и анализ электрических нагрузок с учётом прогноза; Разработка вариантов реконструкции электрической сети; Расчет токов короткого замыкания; Проектирование ПС 110/6 кВ Парковая; Релейная защита и автоматика; Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции сети.; Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.
  5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Карта-схема Приморского края; Конкурентоспособные варианты электрической сети; Вариант нормализации нагрузочной плотности тока линий; Однолинейная схема подстанции 110/6 кВ Парковая; План подстанции 110/6 кВ Парковая; Микропроцессорная защита двухобмоточного трансформатора типа «Сириус-Т» ПС 110/6 кВ Парковая.
  6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.
  7. Дата выдачи задания 19.04.2023
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина,  
Зав. кафедрой энергетики, доктор. техн. наук, профессор.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 166 с., 17 рисунков, 66 таблиц, 137 формул, 32 источника, 1 приложение.

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

Актуальность данной выпускной квалификационной работы состоит в том, что рассматриваемое подключение потребителя – подтверждено заявкой на технологическое присоединение от 07.07.2022 № ТПр 7687/22.

Целью работы является – развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции 110/6 кВ Парковая, с соблюдением требований надёжности, экономической эффективности, безопасности в эксплуатации и экологичности.

В выпускной квалификационной работе был выбран и подробно рассмотрен один оптимальный вариант развития участка электрической сети напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Парковая, предложен вариант снижения нагрузочной плотности тока, а, также было выбрано и проверено электрооборудование новой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Общая характеристика района развития электрических сетей	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Надеждинского района	10
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования	11
1.2.1 Описание выбранного источников питания	12
1.3 Анализ существующих режимов	15
1.3.1 Параметры для расчета и анализа существующих режимов	19
1.3.2 Анализ результатов расчета режимов	30
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	31
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для ПС района развития	34
2.2 Проверка существующих линий по нагрузочной плотности тока	41
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети и выбор оптимального	45
3.1 Описание, анализ и отбор вариантов конфигурации электрической сети	41
3.2 Выбор двух вариантов для дальнейшего анализа	56
3.2.1 Расчёт режимов для варианта 2	62
3.2.2 Расчёт режимов для варианта 3	68
3.3 Компенсация реактивной мощности	75
3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	75
3.5 Выбор сечений проводников	77
3.6 Сравнение вариантов развития сети	79
3.6.1 Расчет капиталовложений	79
3.6.2 Расчет капиталовложений на сооружение ЛЭП	79
3.6.3 Расчет капиталовложений на строительство ПС	80
3.6.4 Расчет эксплуатационных издержек	82

3.6.5 Сравнение приведенных затрат	86
3.6.6 Разработка варианта нормализации нагрузочной плотности тока	87
4 Расчет токов короткого замыкания	92
4.1 Расчет в RastrKZ	92
4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета ТКЗ	92
4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	94
5 Выбор и проверка электрических аппаратов	99
5.1 Конструктивное исполнение ПС 110 кВ Парковая	99
5.2 Выбор и проверка выключателей	100
5.2.1 Расчет выключателей для ОРУ 110 кВ	100
5.2.2 Расчет выключателей для КРУ 6 кВ	103
5.3 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей	104
5.4 Выбор трансформаторов тока	105
5.4.1 Выбор трансформаторов тока для ОРУ 110 кВ	105
5.4.2 Выбор трансформаторов тока для КРУ 6 кВ	108
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	109
5.5.1 Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ	109
5.5.2 Выбор трансформаторов напряжения для КРУ 6 кВ	110
5.6 Выбор и проверка токоведущих частей	111
5.6.1 Выбор и проверка токоведущих частей для ОРУ 110 кВ	111
5.6.2 Выбор и проверка токоведущих частей для КРУ 6 кВ	114
5.7 Выбор и проверка изоляторов	117
5.7.1 Выбор и проверка изоляторов для ОРУ 110 кВ	117
5.7.2 Выбор и проверка изоляторов для КРУ 6 кВ	117
5.8 Выбор ОПН	118
5.8.1 Выбор ОПН для ОРУ 110 кВ	118
5.8.2 Выбор ОПН для КРУ 6 кВ	121
5.9 Выбор и проверка ТСН	123
5.10 Выбор оперативного тока, аккумуляторных батарей и зарядно подзарядного устройства	124

6	Защитное заземление и молниезащита подстанции 110/6 кв парковая	128
6.1	Расчёт заземления	128
6.2	Защита от прямых ударов молнии	132
7	Релейная защита силовых трансформатора	136
7.1	Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	137
7.2	Максимальная токовая защита	142
7.2.1	Расчёт уставок МТЗ-1	142
7.2.2	Расчёт уставок МТЗ-2	143
7.3	Защита от перегрузки	145
8	Безопасность и экологичность	147
8.1	Безопасность	147
8.2	Экологичность	150
8.3	Чрезвычайные ситуации	157
	Заключение	160
	Библиографический список	162
	Приложение А	167

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ЭС – энергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире развитие технологий и увеличение количества энергоёмких предприятий находится на высоком уровне, для функционирования которых необходимо качественное и надёжное энергоснабжения.

На данный момент развитие электроэнергетики Дальнего Востока и Приморского края в частности является стратегической задачей для РФ в связи с бурным развитием экономических связей с Азиатскими странами. Основными задачами являются: развитие генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, устранение и предотвращение дефицита тепловых и электрических мощностей, снижение нагрузочной плотности тока, которая в данном районе высока.

Целью выпускной квалификационной работы является – развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции 110/6 кВ Парковая, с соблюдением требований надёжности, экономической эффективности, безопасности в эксплуатации и экологичности.

Для решения поставленной задачи:

В первом разделе рассмотрена характеристика района развития электрических сетей, произведён расчёт и анализ существующих режимов;

Во втором разделе рассчитаны существующие и перспективные нагрузки, проведена проверка нагрузочной плотности тока;

В третьем разделе разработаны пять вариантов конфигурации электрической сети и на основании технико-экономического анализа, отобран оптимальный;

В четвёртом разделе выполнен расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН и НН подстанции Парковая;

В пятом разделе выбраны и проверены электрические аппараты новой подстанции;



В шестом разделе рассмотрен выбор защитного заземления и молниезащиты;

В седьмом разделе рассчитаны уставки основной релейной защиты трансформатора;

В восьмом разделе обоснована безопасность и экологичность проекта.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 7 листах формата А1.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В данном разделе приведена характеристика климатических условий, выполнен анализ существующих сетей района развития. Проектируемая подстанция Парковая располагается по адресу: Приморский край, Надеждинский район, село Прохладное.

## **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Надеждинского района**

Село Прохладное – расположено в Надеждинском районе на побережье Углового залива, являющегося частью Амурского залива близ посёлка Угловое. Через село проходит Транссибирская магистраль. Расстояние по дороге до райцентра, села Вольно-Надеждинское составляет 9 км, до города Артём 16 км по автодороге и 10 км по прямой.

Надеждинский район занимает территорию полуострова Муравьёва-Амурского. На севере граничит с Уссурийским городским округом, на востоке с Артёмовским городским округом, на юго-западе с Хасанским муниципальным районом.

Общая площадь территории Надеждинского района составляет 1 595,7 км<sup>2</sup>.

Климат села Прохладного умеренный муссонный. Для него характерна чётко выраженная контрастная смена сезонных воздушных масс. Зимний период времени отличается морозной, сухой и ясной погодой. Средняя скорость ветра зимой 6-9 м/с. Весна прохладная, характеризуется высокой влажностью, преобладают юго-восточные ветры, количество осадков в районе составляет 7-26 мм. Первая половина летнего периода обладает прохладной и пасмурной погодой. Вторая половина лета отличается тёплой погодой с преобладающими юго-восточными ветрами. В летний период времени характерны тайфуны с ливневыми дождями, со скоростью ветра до 20 - 35 м/с. Влажность воздуха достигает максимальных отметок в 90 %. Осень характеризуется теплой и сухой

погодой. В ноябре юго-восточные ветры сменяются северными. Средняя температура в августе +20°C, в январе от –15 °С.

Средний годовой уровень осадков составляет 840 мм. Рекордный максимум осадков за сутки составил 243,5 мм. Среднегодовое давление составляет 763 мм ртутного столба.

Рассматриваемый район находится на юге края, основные климатические показатели которого приведены в таблице.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	IV
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15
Нормативное ветровое давление, Па	800(36 м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Среднегодовая температура, с°	+4,3
Средний минимум, с°	+2
Абсолютный минимум, с°	-44
Средний максимум, с°	+9
Абсолютный максимум, с°	+35

На территории Приморского края преобладает горный рельеф. Речные долины и низменные межгорные впадины занимают меньше двадцати процентов территории.

## **1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования**

На территории Приморского края находятся 8 тепловых электростанций:

- Приморская ГРЭС (1467 МВт);
- Владивостокская ТЭЦ-2 (497 МВт);
- Артёмовская ТЭЦ (400 МВт);

- Партизанская ГРЭС (200 МВт);
- Восточная ТЭЦ (140 МВт);
- Мини-ТЭЦ Центральная (33 МВт);
- Мини-ТЭЦ Океанариум (13,2 МВт);
- Мини-ТЭЦ Северная (3,6 МВт);

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС», Приморское РДУ. ЭЭС Приморья дефицитна и в некоторых тяжёлых режимах требует транзита мощности из других систем ОЭС Востока. Приморская ЭЭС связана с ОЭС Востока следующими 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.

В данной работе в качестве источника питания выбрана Артемовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт.

#### 1.2.1 Описание выбранного источников питания

Артемовская ТЭЦ является тепловой паротурбинной электростанцией с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная мощность электростанции составляет 400 МВт, тепловая мощность – 300 Гкал/час. Одна из старейших станций Дальнего востока, ввод в эксплуатацию которой произошёл в 1936 году в ранге ГРЭС. В качестве топлива используется бурый уголь. Артёмовская ТЭЦ является единственным централизованным источником теплоснабжения города Артём с населением 114 тысяч человек.

Генерирующее оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

Выдача мощности происходит через ОРУ напряжением 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново/т;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика.

Распределительные устройства соединены силовыми трансформаторами:

- Два автотрансформатора АДЦТН-180000/220/110/35 кВ;
- Двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- Два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- Три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- Двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ;
- Двухобмоточный трансформатор РТСН-5500/110/10 кВ.

Схемы РУ Артёмовской ТЭЦ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ Артёмовской ТЭЦ

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
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)

Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ приведена на рисунке 1.

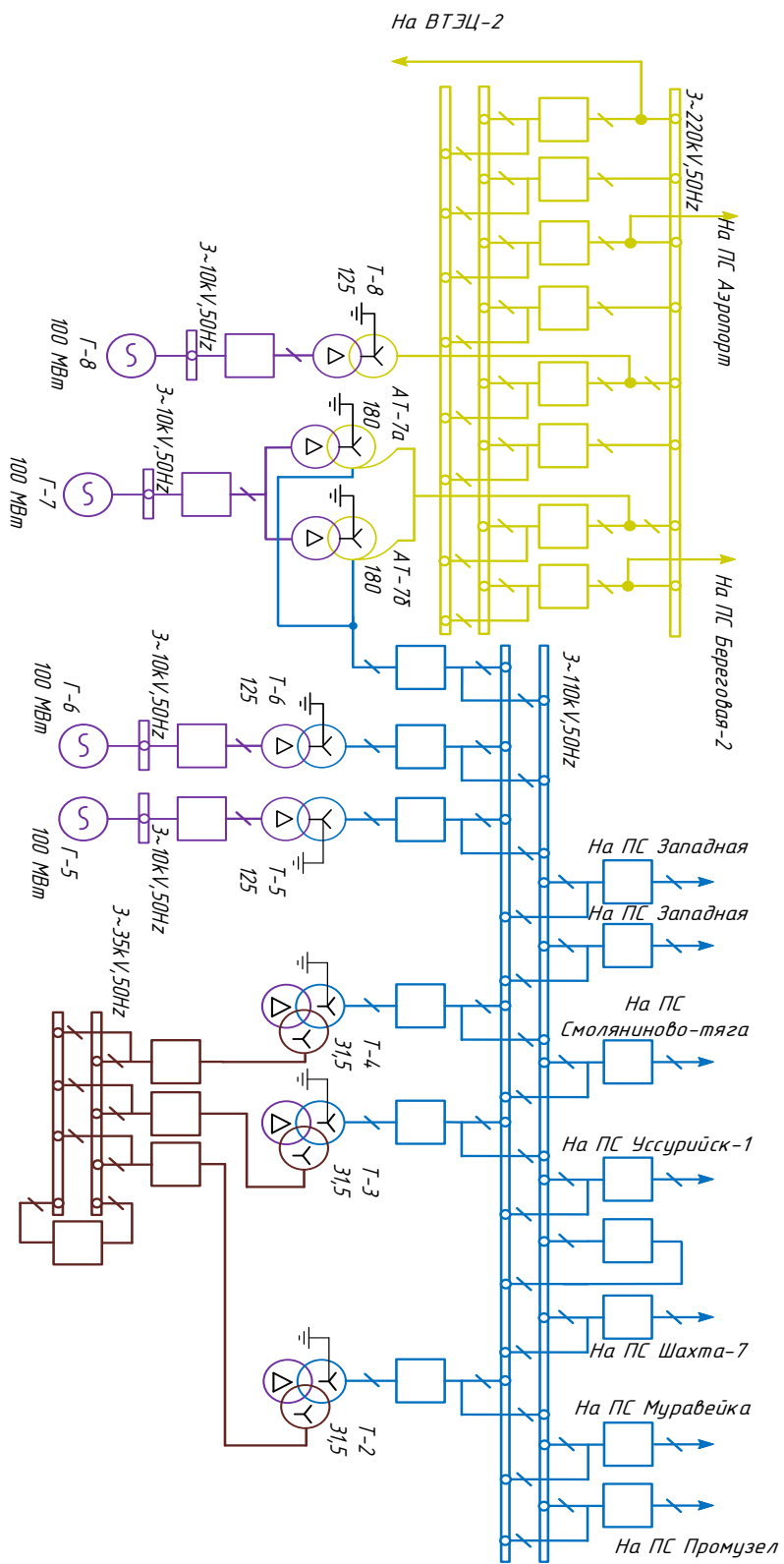


Рисунок 1 – Электрическая схема Артемовской ТЭЦ

### 1.3 Анализ существующих режимов

Характерной особенностью сетей Дальнего Востока, в частности, Приморского края, является большая протяжённость и удалённость крупных генерирующих станций от центра электрических нагрузок.

Эквивалент анализируемого участка сети включает в себя следующие подстанции: ПС 110кВ Западная, ПС 110кВ Шахта-7, ПС 110кВ Казармы, ПС 110кВ ДеФриз, ПС 110кВ Кролевцы, ПС 110кВ Давыдовка, ПС 110кВ Кипарисово, ПС 110кВ Раздольное-1, ПС 110кВ Раздольное-2, ПС 110кВ Пушкинская, ПС 110кВ Тереховка, ПС 110кВ Уссурийск-1. Источник питания Артёмовская ТЭЦ.

Карта-схема рассматриваемого участка электрической сети приведена на рисунке 2.

Распределительные электрические сети напряжением 110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети». Данные о подстанциях и линиях, расположенных в районе развития приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Подстанции района развития

Наименование подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед., МВА	Схема распределительного устройства
Западная	2 x 40	ОРУ 110 – Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)
Шахта-7	2 x 16	ОРУ 110 – Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии (№ 4Н)
Казармы	2 x 10	ОРУ 110 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны линий (5АН)
Де-Фриз	2 x 10	ОРУ 110 – Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
Кролевцы	2 x 25	ОРУ 110 – Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
Давыдовка	2 x 25	ОРУ 110 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Кипарисово	1 x 6,3	ОРУ 110 – Блок с разъединителем (1)
Раздольное-1	1 x 16	ОРУ 110 – Нетиповое
Раздольное-2	1 x 16	ОРУ 110 – Нетиповое

Продолжение таблицы 3

Наименование подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед., МВА	Схема распределительного устройства
Пушкинская	2 x 16	ОРУ 110 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (5АН)
Тереховка	2 x 6,3	ОРУ 110 – Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
Уссурийск-1	1 x 31,5; 1 x 40	ОРУ 110 – Две рабочие системы шин (13)

Таблица 4 – ЛЭП района развития

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Длина ЛЭП, км	Минимальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	
					при t +25°C	при t -20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	14,4	150	827	827
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	2,57	150	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	2,57	150	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	7,6	150	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	7,6	150	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	1,63	150	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	1,63	150	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	27,4	150	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	27,4	150	450	581
Шахта 7 – Западная	110	М-70(5,4), АС-120/19(0,6)	6	70	337	435
Западная – Казармы	110	АСКП-120/19	6,45	120	390	503
Западная – Казармы	110	АСКП-120	6,45	120	390	503
КЛ Оп 50/1 – Де-Фриз	110	ПвП2г 3x 185/70	0,13	185	577	698
ВЛ Оп 50/1 Казармы – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	11,1	120	390	503



Продолжение таблицы 4

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Длина ЛЭП, км	Минимальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	
					при t +25°C	при t -20°C
ВЛ Оп 55 Казармы – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	11,1	120	390	503
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185/24(13,87), М-95(31,6), АС-240/32(13,83)	59,3	95	422	544
Западная – Давыдовка	110	М-70(14,96), АС-120/19(4,49)	19,45	70	337	435
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	20,1	120	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	0,035	120	375	484
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	9,1	120	375	484
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	9,225	150	450	581
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	31,66	150	450	581
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	0,8	120	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	19,6	120	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	19,1	120	375	484

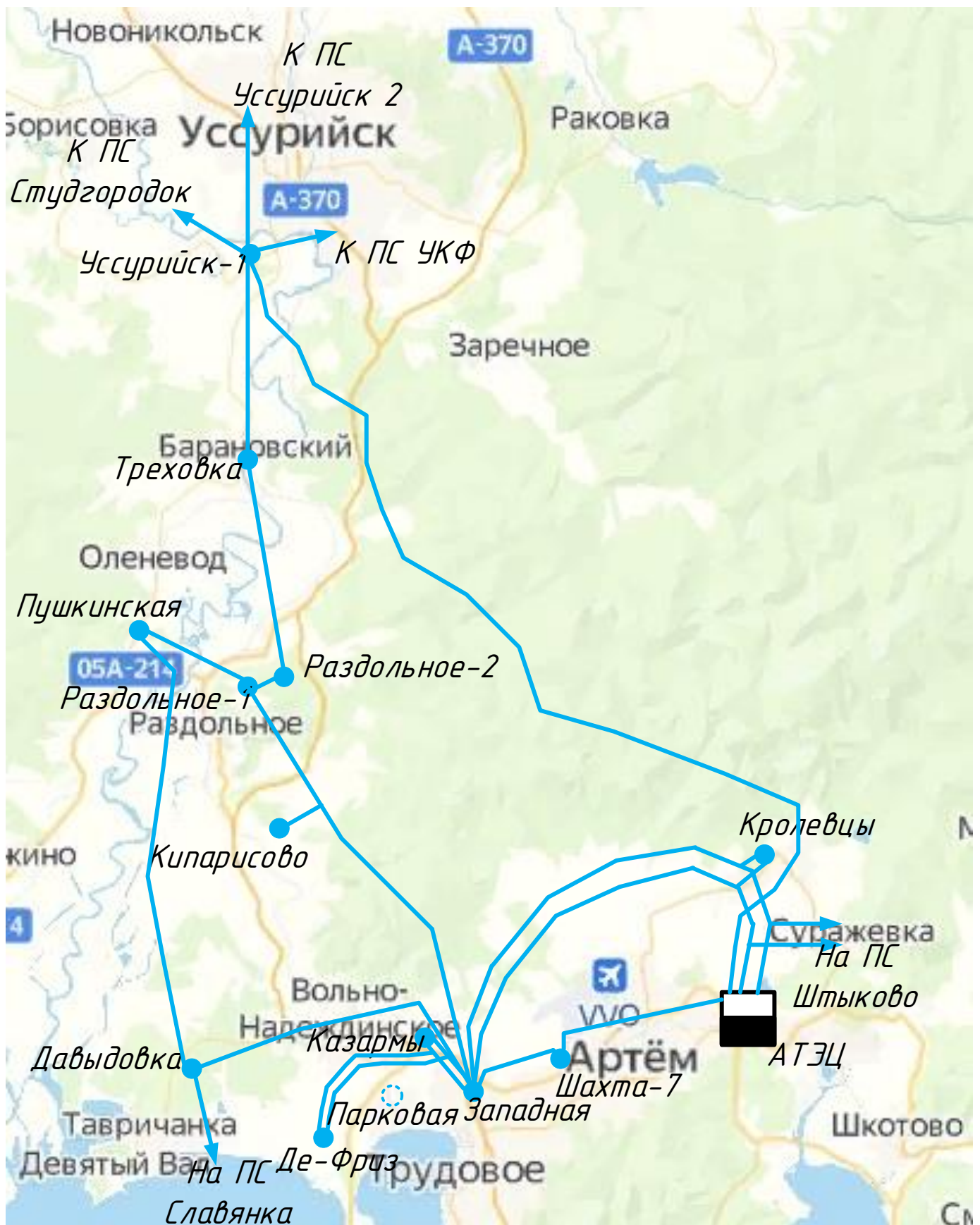


Рисунок 2 – Карта-схема рассматриваемого участка электрической сети

### 1.3.1 Параметры для расчета и анализа существующих режимов

Режим электроэнергетической системы – это её состояние, определяемое параметрами в данный момент времени. По результатам расчета получают параметры режима, необходимые для проведения дальнейших работ по развитию электросети, такие как: потоки активных и реактивных мощностей в элементах системы, потери в сети, отклонения напряжения в узлах, токовая загрузка электрооборудования и. т. д.

Для расчета режимов используем ПВК RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, необходимо определить параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и.т.д. [14]

Активное сопротивление линии:

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

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

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

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – удельная реактивная ёмкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{BH}, \quad (4)$$

где  $g_0$  – удельная активная ёмкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

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

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

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

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации низкой, средней и высокой сторон соответственно;

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

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

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

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

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

Нагрузки узлов возьмём из контрольных замеров от 21.12.2022.

В таблицах приведены данные для расчета режимов.

Таблица 5 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
Нагр	5	АТЭЦ 110 кВ	110				
Ген	6	АТЭЦ Г5	10,5	14	6,78	100	41,19
Ген	7	АТЭЦ Г6	10,5	14	6,78	100	41,19
Нагр	8	Шахты-7	110	21,7	6,81		
Нагр	9	Западная 110 кВ 1с	110				
Нагр	10	Западная 110 кВ 2с	110				
Нагр	11	СТ Западная 110кВ Тр-1	110				
Нагр	12	СТ Западная 110кВ Тр-2	110				
Нагр	1	НН Западная 110кВ	6				
Нагр	2	СН Западная 110кВ	35	56,54	9,77		
Нагр	3	Отп 1 на ПС Штыково	110				
Нагр	4	Отп 2 на ПС Штыково	110				
Нагр	13	Отп 1 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	14	Отп 2 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	15	Кролевцы 110кВ	110				
Нагр	16	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1	110				
Нагр	17	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2	110				
Нагр	18	НН Кролевцы	6				
Нагр	19	СН Кролевцы	35	26,87	7,97		
Нагр	20	Казармы 110кВ	110	4,95	1,46		
Нагр	22	Отп 1 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	23	Отп 2 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	24	Де-Фриз 110кВ	110	8,53	1,65		
Нагр	21	Давыдовка 110кВ	110				
Нагр	25	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1	110				
Нагр	26	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2	110				
Нагр	27	НН Давыдовка 110кВ	6				
Нагр	28	СН Давыдовка 110кВ	35	30,71	9,22		

Продолжение таблицы 4

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
Нагр	29	Пушкинская 110кВ	110	0,18	0,05		
Нагр	30	Раздольное-1 110кВ	110	9,7	3,1		
Нагр	31	Отп на Кипарисово 110кВ	110				
Нагр	32	Кипарисово 110кВ	110	4,72	0,67		
Нагр	33	Раздольное-2 110кВ	110	1,49	0,6		
Нагр	34	Тереховка 110кВ	110	1,28	0,26		
База	35	Уссурийск-1 110кВ	110			46,42	13,27
Нагр	36	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1	110				
Нагр	37	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2	110				
Нагр	38	НН Уссурийск-1 110кВ	6				
Нагр	39	СН Уссурийск-1 110кВ	35	46,21	11,44		

Таблица 6 – Параметры ветвей

Тип	Nн	Nк	Название	R	X	G	B	Kт/г
Тр-р	5	6	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г5	0,37	12,30	9,9	56,8	0,091
Тр-р	5	7	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г6	0,37	12,30	9,9	56,8	0,091
ЛЭП	5	8	АТЭЦ 110 кВ - Шахты-7	3	6,480		-38,9	
ЛЭП	9	8	Западная 110 кВ 1с - Шахты-7	1,67 5	2,736		-15,51	
Выкл	10	9	Западная 110 кВ 2с - Западная 110 кВ 1с					
Тр-р	9	11	Западная 110 кВ 1с - СТ Западная 110кВ Тр-1	0,8	35,5	3,5	19,8	1,0
Тр-р	10	12	Западная 110 кВ 2с - СТ Западная 110кВ Тр-2	0,8	35,5	3,5	19,8	1,0
Тр-р	11	2	СТ Западная 110кВ Тр-1 - СН Западная 110кВ	0,8				0,343
Тр-р	12	2	СТ Западная 110кВ Тр-2 - СН Западная 110кВ	0,8				0,343
Тр-р	11	1	СТ Западная 110кВ Тр-1 - НН Западная 110кВ	0,8	22,30			0,057

Продолжение таблицы 6

Тип	№н	№к	Название	R	X	G	B	Кт/г
Тр-р	12	1	СТ Западная 110кВ Тр-2 - НН Западная 110кВ	0,8	22,30			0,057
ЛЭП	5	4	АТЭЦ 110 кВ - Отп 2 на ПС Штыково	0,53	1,08		-6,9	
ЛЭП	5	3	АТЭЦ 110 кВ - Отп 1 на ПС Штыково	0,53	1,08		-6,93	
ЛЭП	14	3	Отп 2 на ПС Кролевцы - Отп 1 на ПС Штыково	1,55	3,19		-20,52	
ЛЭП	13	4	Отп 1 на ПС Кролевцы - Отп 2 на ПС Штыково	1,55	3,19		-20,52	
ЛЭП	13	15	Отп 1 на ПС Кролевцы - Кролевцы 110кВ	0,32	0,685		-4,4	
ЛЭП	14	15	Отп 2 на ПС Кролевцы - Кролевцы 110кВ	0,32	0,685		-4,4	
Тр-р	15	16	Кролевцы 110кВ - СТ Кролевцы 110кВ Тр-1	1,5	56,9	2,6	14,5	1,0
Тр-р	15	17	Кролевцы 110кВ - СТ Кролевцы	1,5	56,9	2,57	14,5	1,0
Тр-р	16	19	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1 - СН Кролевцы	1,5				0,336
Тр-р	17	19	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2 - СН Кролевцы	1,5				0,336
Тр-р	16	18	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1 - НН Кролевцы	1,5	35,7			0,056
Тр-р	17	18	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2 - НН Кролевцы	1,5	35,7			0,056
ЛЭП	14	10	Отп 2 на ПС Кролевцы - Западная 110 кВ 2с	5,59	11,57		-76,758	
ЛЭП	13	10	Отп 1 на ПС Кролевцы - Западная 110 кВ 2с	5,59	11,57		-76,391	
ЛЭП	23	20	Отп 2 на ПС Де-Фриз - Казармы 110кВ	0,19 9	0,342		-2,126	

Продолжение таблицы 6

Тип	№н	№к	Название	R	X	G	B	Кт/г
ЛЭП	22	20	Отп 1 на ПС Де-Фриз - Казармы 110кВ	0,19 9	0,342		-2,126	
ЛЭП	23	24	Отп 2 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз 110кВ	2,75	4,79		-30,0	
ЛЭП	22	24	Отп 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз 110кВ	2,75	4,79		-29,96	
ЛЭП	9	23	Западная 110 кВ 1с - Отп 2 на ПС Де-Фриз	1,57	2,754		-17,16	
ЛЭП	9	22	Западная 110 кВ 1с - Отп 1 на ПС Де-Фриз	1,57	2,754		-17,16	
Тр-р	21	25	Давыдовка 110кВ - СТ Давыдовка 110кВ Тр-1	1,5	56,9	2,6	14,5	1,0
Тр-р	21	26	Давыдовка 110кВ - СТ Давыдовка 110кВ Тр-2	1,5	56,9	2,57	14,5	1,0
Тр-р	25	28	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1 - СН Давыдовка 110кВ	1,5				0,343
Тр-р	26	28	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2 - СН Давыдовка 110кВ	1,5				0,343
Тр-р	25	27	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1 - НН Давыдовка 110кВ	1,5	35,70 0			0,059
Тр-р	26	27	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2 - НН Давыдовка 110кВ	1,5	35,70 0			0,059
ЛЭП	10	21	Западная 110 кВ 2с - Давыдовка 110кВ	5,46 2	8,981		-51,634	
ЛЭП	21	29	Давыдовка 110кВ - Пушкинская	6,49	13,76		-88,425	
ЛЭП	29	30	Пушкинская 110кВ - Раздольное-1 110кВ	1,88	3,880		-24,908	
ЛЭП	30	31	Раздольное-1 110кВ - Отп на Кипарисово 110кВ	2,22	3,885		-24,200	
ЛЭП	31	32	Отп на Кипарисово 110кВ - Кипарисово 110кВ	0,01	0,01		-0,1	



Продолжение таблицы 6

Тип	Нн	Нк	Название	R	X	G	B	Кт/г
ЛЭП	31	10	Отп на Кипарисово 110кВ - Западная 110 кВ 2с	5,17	8,866		-55,191	
Тр-р	35	36	Уссурийск-1 110кВ - СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1	0,8	35,50	3,5	19,8	1,0
Тр-р	35	37	Уссурийск-1 110кВ - СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2	0,8	35,50	3,5	19,8	1,0
Тр-р	36	39	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1 - СН Уссурийск-1 110кВ	0,8				0,343
Тр-р	37	39	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2 - СН Уссурийск-1 110кВ	0,8				0,343
Тр-р	36	38	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1 - НН Уссурийск-1 110кВ	0,8	22,3			0,057
Тр-р	37	38	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2 - НН Уссурийск-1 110кВ	0,8	22,3			0,057
ЛЭП	34	35	Тереховка 110кВ - Уссурийск-1 110кВ	5,47 8	9,394		-58,476	
ЛЭП	33	34	Раздольное-2 110кВ - Тереховка 110кВ	5,04 7	8,655		-53,878	
ЛЭП	30	33	Раздольное-1 110кВ - Раздольное-2 110кВ	0,19 9	0,342		-2,126	
ЛЭП	35	5	Уссурийск-1 110кВ - АТЭЦ 110 кВ	10,2 1	25,42		-159,558	

Произведём расчёт нормального режима для оценки качества электроснабжения потребителей. В нормальном режиме всё необходимое электрооборудование находится в работе.

В таблицах представлена соответствующая информация об отклонениях напряжения в узлах сети и степени загрузки линий электропередачи моделируемого участка.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	356	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	236	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	241	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	241	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	241	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	241	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	75	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	75	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	168	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	168	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	14	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	14	390	503
Оп 50/1 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	23	390	503
Оп 55 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	23	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	36	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	36	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	138	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	43	450	581
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	41	450	581
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	27	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	25	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	52	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	82	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	76	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	68	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	85	422	544

Таблица 8 – Отклонение напряжения в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	10,60	0,95
АТЭЦ Г6	10,5	10,60	0,95
Шахты-7	110	109,67	-0,30
Западная 110 кВ 1с	110	108,73	-1,15

Продолжение таблицы 8

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Западная 110 кВ 2с	110	108,73	-1,15
НН Западная 110кВ	6	6,05	0,83
СН Западная 110кВ	35	36,41	4,03
Отп 1 на ПС Штыково	110	112,19	1,99
Отп 2 на ПС Штыково	110	112,19	1,99
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	111,18	1,07
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	111,18	1,07
Кролевцы 110кВ	110	111,11	1,01
НН Кролевцы	6	6,06	0,98
СН Кролевцы	35	36,45	4,14
Казармы 110кВ	110	108,60	-1,27
Отп 1 на ПС Де- Фриз	110	108,61	-1,26
Отп 2 на ПС Де- Фриз	110	108,61	-1,26
Де-Фриз 110кВ	110	108,47	-1,39
Давыдовка 110кВ	110	106,82	-2,89
НН Давыдовка 110кВ	6	6,09	1,55
СН Давыдовка 110кВ	35	35,47	1,33
Пушкинская 110кВ	110	107,69	-2,10
Раздольное-1 110кВ	110	107,92	-1,89
Отп на Кипарисово 110кВ	110	108,10	-1,73
Кипарисово 110кВ	110	108,09	-1,73
Раздольное-2 110кВ	110	107,96	-1,86

Продолжение таблицы 8

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Тереховка 110кВ	110	108,92	-0,98
Уссурийск-1 110кВ	110	110,00	0,00
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,09	1,51
СН Уссурийск-1 110кВ	35	36,83	5,23

Также для анализа эффективности работы системы необходимо произвести расчёт послеаварийного режима. Для этого отключим самый загруженный элемент сети, которым является ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7, и приведём результаты в таблицы.

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	-	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	125	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	399	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	399	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	400	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	400	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	76	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	76	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	326	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	326	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	14	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	14	390	503
Оп 50/1 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	24	390	503
Оп 55 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	24	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	37	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	37	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	121	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	65	450	581

Продолжение таблицы 9

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	63	450	581
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	16	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	26	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	16	375	484
Тереховка – Уссурйск 1	110	АС-120/19	147	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	141	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	133	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурйск-1	110	АС-185,М-95	120	422	544

Таблица 10 – Отклонение напряжения в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	112,65	2,41
АТЭЦ Г6	10,5	10,60	0,95
Шахты-7	110	10,60	0,95
Западная 110 кВ 1с	110	105,14	-4,42
Западная 110 кВ 2с	110	105,66	-3,94
НН Западная 110кВ	6	105,67	-3,94
СН Западная 110кВ	35	6,19	3,12
Отп 1 на ПС Штыково	110	35,33	0,93
Отп 2 на ПС Штыково	110	112,07	1,88
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	112,07	1,88
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	110,39	0,36
Кролевцы 110кВ	110	110,39	0,36
НН Кролевцы	6	110,32	0,29
СН Кролевцы	35	6,01	0,22
Казармы 110кВ	110	36,18	3,36
Отп 1 на ПС Де- Фриз	110	105,52	-4,07
Отп 2 на ПС Де- Фриз	110	105,53	-4,06
Де-Фриз 110кВ	110	105,53	-4,06
Давыдовка 110кВ	110	105,39	-4,19
НН Давыдовка 110кВ	6	104,04	-5,42

## Продолжение таблицы 10

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
СН Давыдовка 110кВ	35	6,04	0,65
Пушкинская 110кВ	110	35,15	0,43
Раздольное-1 110кВ	110	105,41	-4,17
Отп на Кипарисово 110кВ	110	105,78	-3,84
Кипарисово 110кВ	110	105,67	-3,93
Раздольное-2 110кВ	110	105,67	-3,94
Тереховка 110кВ	110	105,85	-3,77
Уссурийск-1 110кВ	110	107,82	-1,98
НН Уссурийск-1 110кВ	6	110,00	0,00
СН Уссурийск-1 110кВ	35	6,09	1,51

## 1.3.2 Анализ результатов расчета режимов

Согласно требованиям ГОСТ 32144-2013 по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше 10%, а также согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года №937 «Об утверждении Правил технического использования функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» на подстанциях допустимые колебания напряжения это  $\pm 10\%$ , предельно допустимое отклонение от нормы составляет 10% в обе стороны в случае кратковременного отклонения и 5% в случае длительного отклонения, но не выше наибольшего рабочего напряжения.

В данных режимах значения напряжений в узлах сети остаются в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также длительное время не превышают допустимые.

Схемы потокораспределения режимов, приведены в приложении А.

## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной главе рассчитаем вероятностные характеристики нагрузки, необходимые для дальнейшего выбора оборудования для реконструируемой сети.

Исходной информацией для подключения ПС Парковая служит электрическая нагрузка, по ней проверяется и выбирается все необходимое оборудование. В качестве исходной информации использовались контрольные замеры. Поэтому нагрузка будет рассчитана вероятностно-статистическим методом [25].

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся данными формулами:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \quad (10)$$

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

$T_H$  - период наблюдения за электрической нагрузкой;

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}, \quad (11)$$

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (12)$$

В качестве примера показан подробный расчет вероятностных характеристик для подстанции Шахты-7:

1) Максимальная мощность:

$$P_{\max} = 21,7 \text{ МВт},$$

$$Q_{\max} = 21,7 \cdot 0,4 = 9,88 \text{ Мвар},$$

2) Средняя мощность – значение ее величины требуется для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{24} \cdot (18,47 \cdot 3 + 18,53 \cdot 6 + 21,72 \cdot 8 + 20,32 \cdot 7) = 20,11 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = 20,11 \cdot 0,4 = 8,04 \text{ Мвар},$$

где  $k_{\max}$  – коэффициент максимума.

3) Эффективная (среднеквадратичная) мощность – её величина необходима для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot (18,47^2 \cdot 3 + 18,53^2 \cdot 6 + 21,72^2 \cdot 8 + 20,32^2 \cdot 7)} = 20,15 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{эф}} = 20,15 \cdot 0,4 = 8,06 \text{ Мвар},$$

Полный расчет вероятностных характеристик выполнен в программе Microsoft Excel, результаты расчета сведены в таблицу.

Таблица 11 – Вероятностные характеристики ПС района развития

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар
1	3	4	5	6	7	8
Западная	56,5	53,72	53,74	22,6	21,49	21,49
Шахта-7	21,7	20,11	20,15	9,88	8,04	8,06
Казармы	5	4,72	4,72	2	1,89	1,89



Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар
Де-Фриз	8,5	7,9	7,9	3,4	3,16	3,16
Кролевцы	26,9	25,74	25,77	10,76	10,3	10,31
Давыдовка	30,7	29,2	29,2	12,28	11,68	11,68
Кипарисово	4,7	4,34	4,35	1,88	1,73	1,74
Раздольное-1	9,7	9,35	9,36	3,88	3,74	3,74
Раздольное-2	1,5	1,33	1,33	0,6	0,53	0,53
Пушкинская	0,2	0,17	0,17	0,08	0,07	0,07
Тереховка	1,3	1,22	1,22	0,52	0,49	0,49
Уссурийск-1	46,2	41,92	42,07	18,48	16,77	16,83

Ввиду отсутствия контрольных замеров для ПС Парковая выполним вероятностно статистический расчёт, используя типовой график нагрузки подстанции 110/6, питающей один из районов города:

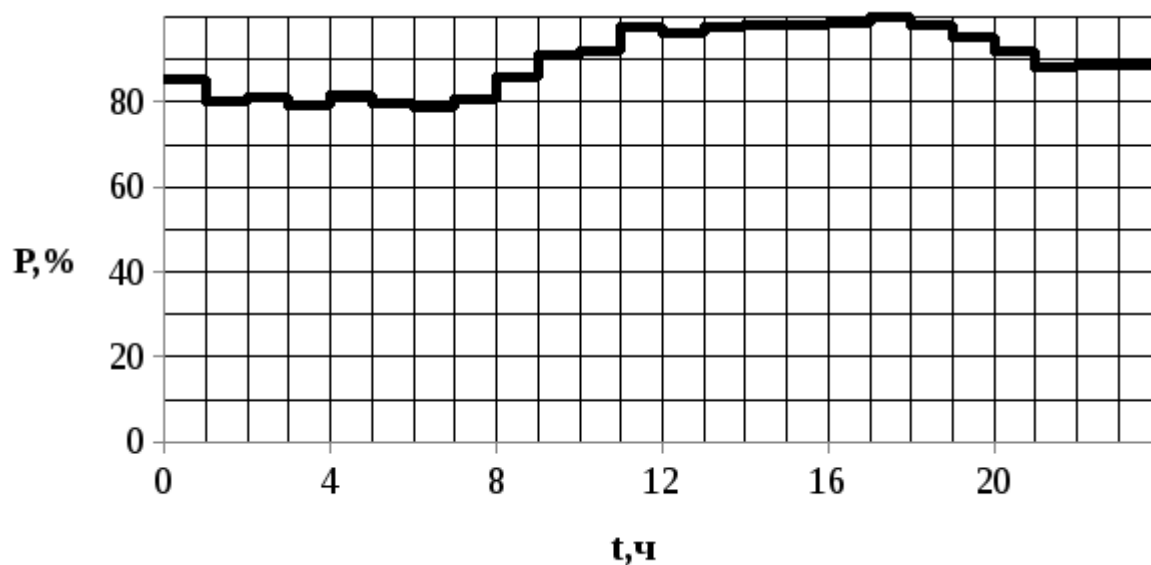


Рисунок 3 - Типовой суточный график нагрузок подстанции 110/6 кВ

Заявленная максимальная нагрузка подстанции равняется 16,5 МВт.

Произведём расчёт:

$$Q_{\max} = 16,5 \cdot 0,4 = 6,6 \text{ Мвар},$$

$$P_{cp} = \frac{1 \cdot 16,5}{24} \cdot (0,85 \cdot 2 + 0,7 \cdot 7 + 0,9 \cdot 6 + 0,95 \cdot 3 + 1 \cdot 5) = 13,65 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 13,65 \cdot 0,4 = 5,46 \text{ Мвар},$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1 \cdot 16,5^2}{24} \cdot (0,85 \cdot 2 + 0,7 \cdot 7 + 0,9 \cdot 6 + 0,95 \cdot 3 + 1 \cdot 5)} = 15,01 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф} = 15,01 \cdot 0,4 = 6 \text{ Мвар},$$

## 2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для ПС района развития

Для обоснования необходимости развития сетей необходимо спрогнозировать рост нагрузок, связанный с развитием электрических сетей. Выполняем прогноз с перспективой на 5 лет [25].

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

$$P_{прог}^{cp} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (13)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{ф}, \quad (14)$$

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot K_{\max}, \quad (15)$$

где  $P_{cp}$  – средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки, для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,029.

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

$t$  – год в который снимался первый замер.

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

Для дальнейшего расчёта нам понадобятся коэффициенты формы и максимума, характеризующие график нагрузки:

$$K_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{cp}}}, \quad (16)$$

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}}, \quad (17)$$

Результаты расчёта сведём в таблицу.

Таблица 12 – Коэффициенты максимума и формы

Подстанция	$K_{\text{max}}$	$K_{\phi}$
1	3	4
Западная	1,05	1,00
Шахта-7	1,08	1,00
Казармы	1,06	1,00
Де-Фриз	1,08	1,00
Кролевцы	1,05	1,00
Давыдовка	1,05	1,00
Кипарисово	1,08	1,00
Раздольное-1	1,04	1,00
Раздольное-2	1,13	1,00
Пушкинская	1,18	1,00
Тереховка	1,07	1,00
Уссурийск-1	1,10	1,00

В качестве примера покажем подробный расчет спрогнозированных нагрузок на подстанции Шахта-7, остальные расчёты сведём в таблицу:

$$P_{прог}^{cp} = 20,11 \cdot (1 + 0,029)^5 = 23,2 \text{ МВт},$$

$$Q_{прог}^{cp} = 23,2 \cdot 0,4 = 9,28 \text{ Мвар},$$

$$P_{эф} = 23,2 \cdot 1 = 23,2 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф} = 9,28 \cdot 1 = 9,28 \text{ Мвар},$$

$$P_{max} = 23,2 \cdot 1,08 = 25,06 \text{ МВт},$$

$$Q_{max} = 25,06 \cdot 0,4 = 10,02 \text{ Мвар},$$

Таблица 13 – Вероятностные характеристики ПС района развития с перспективой на 5 лет

Подстанция	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар
1	3	4	5	6	7	8
Западная	65,18	61,97	62,00	26,07	24,79	24,80
Шахта-7	25,06	23,20	23,25	10,01	9,28	9,30
Казармы	5,77	5,45	5,45	2,31	2,18	2,18
Де-Фриз	9,81	9,11	9,11	3,92	3,65	3,65
Кролевцы	31,03	29,70	29,73	12,41	11,88	11,89
Давыдовка	35,42	33,69	33,69	14,17	13,47	13,47
Кипарисово	5,42	5,01	5,02	2,17	2,00	2,01
Раздольное-1	11,19	10,79	10,80	4,48	4,31	4,32
Раздольное-2	1,73	1,53	1,53	0,69	0,61	0,61
Пушкинская	0,23	0,20	0,20	0,09	0,08	0,08

## Продолжение таблицы 13

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар
Тереховка	1,50	1,41	1,41	0,60	0,56	0,56
Уссурийск-1	53,30	48,36	48,53	21,32	19,34	19,41

Таким образом, для дальнейшего расчёта принимаем спрогнозированную нагрузку в перспективе на 5 лет.

Проведём анализ с максимальной спрогнозированной нагрузкой для нормального и послеаварийного режимов.

В таблицах представлена соответствующая информация об отклонениях напряжения в узлах сети и степени загрузки линий электропередачи моделируемого участка.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	420	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	279	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	284	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	284	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	285	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	285	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	90	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	90	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	198	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	198	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	390	503
Оп 50/1 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	28	390	503
Оп 55 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	28	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	44	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	44	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	156	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	65	450	581

## Продолжение таблицы 14

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	64	450	581
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	41	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	53	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	151	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	143	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	134	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	90	422	544

Таблица 15 – Отклонение напряжения в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	11,00	4,76
АТЭЦ Г6	10,5	11,00	4,76
Шахты-7	110	109,67	-0,30
Западная 110 кВ 1с	110	108,30	-1,55
Западная 110 кВ 2с	110	108,30	-1,55
НН Западная 110кВ	6	6,17	2,77
СН Западная 110кВ	35	35,19	0,55
Отп 1 на ПС Штыково	110	113,34	3,03
Отп 2 на ПС Штыково	110	113,34	3,03
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	111,91	1,74
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	111,91	1,74
Кролевцы 110кВ	110	111,82	1,65
НН Кролевцы	6	6,03	0,44
СН Кролевцы	35	36,25	3,56
Казармы 110кВ	110	108,11	-1,72
Отп 1 на ПС Де- Фриз	110	108,12	-1,71
Отп 2 на ПС Де- Фриз	110	108,12	-1,71
Де-Фриз 110кВ	110	107,91	-1,90
Давыдовка 110кВ	110	105,78	-3,83
НН Давыдовка 6 кВ	6	6,05	0,87

## Продолжение таблицы 15

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
СН Давыдовка 35 кВ	35	35,21	0,61
Пушкинская 110кВ	110	106,88	-2,84
Раздольное-1 110кВ	110	107,18	-2,56
Отп на Кипарисово 110кВ	110	107,40	-2,37
Кипарисово 110кВ	110	107,40	-2,37
Раздольное-2 110кВ	110	107,22	-2,52
Тереховка 110кВ	110	108,50	-1,37
Уссурийск-1 110кВ	110	110,00	0,00
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,10	1,67
СН Уссурийск-1 110кВ	35	36,20	3,42

Далее приведён послеаварийный режим отключения ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7.

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	-	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	151	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	474	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	474	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	475	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	475	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	91	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	91	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	386	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	386	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	390	503
Оп 50/1 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	29	390	503
Оп 55 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	29	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	46	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	46	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	136	337	435

Продолжение таблицы 16

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	93	450	581
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	92	450	581
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	53	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	32	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	27	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	226	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	218	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	207	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	91	422	544

Таблица 17 – Отклонение напряжения в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	11,00	4,76
АТЭЦ Г6	10,5	11,00	4,76
Шахты-7	110	104,25	-5,23
Западная 110 кВ 1с	110	104,92	-4,62
Западная 110 кВ 2с	110	104,93	-4,61
НН Западная 110кВ	6	6,19	3,25
СН Западная 110кВ	35	36,04	2,97
Отп 1 на ПС Штыково	110	113,89	3,53
Отп 2 на ПС Штыково	110	113,89	3,53
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	111,59	1,44
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	111,59	1,44
Кролевцы 110кВ	110	111,49	1,36
НН Кролевцы	6	6,21	3,45
СН Кролевцы	35	36,13	3,24
Казармы 110кВ	110	104,72	-4,80
Отп 1 на ПС Де- Фриз	110	104,73	-4,79
Отп 2 на ПС Де- Фриз	110	104,73	-4,79
Де-Фриз 110кВ	110	104,52	-4,98



Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Давыдовка 110кВ	110	102,93	-6,43
НН Давыдовка 110кВ	6	6,11	1,85
СН Давыдовка 110кВ	35	35,55	1,57
Пушкинская 110кВ	110	104,91	-4,63
Раздольное-1 110кВ	110	105,46	-4,13
Отп на Кипарисово 110кВ	110	105,18	-4,39
Кипарисово 110кВ	110	105,17	-4,39
Раздольное-2 110кВ	110	105,57	-4,03
Тереховка 110кВ	110	108,59	-1,28
Уссурийск-1 110кВ	110	112,00	1,82
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,22	3,69
СН Уссурийск-1 110кВ	35	36,92	5,48

Так как рассматривается режим максимальных нагрузок, который происходит в зимнее время, допустимую токовую нагрузку для ЛЭП принимаем при -20 градусах по цельсию. При данном допущении токовая нагрузка находится в допустимых пределах, отклонения напряжений не превышает допустимых.

Схемы потокораспределения режимов приведены в приложении А.

## 2.2 Проверка существующих линий по нагрузочной плотности тока

Проверку линий по нагрузочной плотности тока проводится для выявления очагов пониженных и повышенных потерь для обоснования необходимости развития сети. Для алюминиевых проводников нормативный коэффициент нагрузочной плотности тока принимается равным 1,0, в то время как для медных этот коэффициент составит 1,8.

$$j_{наг} = \frac{I_{наг}}{S_{сч}}, \quad (18)$$

где  $I_{наг}$  - ток, протекающий по линии;

$S_{сч}$  - сечение проводника.

Таблица 20 – Нормальный режим

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токвая нагрузка ЛЭП, А	$j_{нагр}$
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	420	2,8
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	279	3,98
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	284	1,89
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	284	1,89
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	285	1,9
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	285	1,9
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	90	0,6
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	90	0,6
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	198	1,32
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	198	1,32
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	0,14
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	0,14
Оп 50/1 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	28	0,23
Оп 55 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	28	0,23
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	44	0,36
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	44	0,36
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	156	2,22
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	65	0,43
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	64	0,43
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	41	0,34
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	31	0,26
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	53	0,44
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	151	1,26
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	143	1,19
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	134	1,12
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	90	0,95

Таблица 21 – Послеаварийный режим отключения ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	$j_{нагр}$
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	-	-
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	151	2,16
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	474	3,16
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	474	3,16
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	475	3,17
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	475	3,17
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	91	0,61
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	91	0,61
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	386	2,57
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	386	2,57
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	0,14
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	0,14
Оп 50/1 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	29	0,24
Оп 55 – Де-Фриз	110	АСКП-120/19	29	0,24
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	46	0,38
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	46	0,38
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	136	1,94
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	93	0,62
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	92	0,61
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	53	0,44
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	32	0,27
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	27	0,23
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	226	1,88
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	218	1,82
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	207	1,73
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	91	0,96

Анализируя таблицы 20 и 21 можно сделать вывод, что сечения: Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7, Шахта 7 – Западная, Артёмовская ТЭЦ – Оп

162, Артёмовская ТЭЦ – Оп 163, Оп 162 – Оп 128, Оп 163 – Оп 129, Оп 128 –  
Западная, Оп 129 – Западная, Западная – Давыдовка, Тереховка – Уссурийск  
1, Раздольное 2 – Тереховка, Раздольное 1 – Раздольное 2 не удовлетворяют  
нормам нагрузочной плотности тока, что в свою очередь приводит к  
уменьшению пропускной способности линий и увеличению потерь,  
следовательно, при развитии данные недостатки должны быть устранены.

## 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

### 3.1 Описание, анализ и отбор вариантов конфигурации электрической сети

В выпускной квалификационной работе, для построения эффективной конфигурации сети, используем вариационный метод, который заключается в проектировании нескольких вариантов сети для данного района и выбора по технико-экономическому анализу наиболее выгодного.

Разработаем 5 вариантов конфигурации схем электрической сети.

Описание варианта схемы №1 - подстанция Парковая подключается напрямую к подстанции Западная. ПС Парковая в данной схеме является тупиковой.

Схема данного варианта представлена на рисунке 4.

Описание схемы № 2 – подстанция Парковая включается транзитом между Оп 55 - ПС 110 кВ Де-фриз. ПС Парковая в данной схеме является транзитной.

Схема данного варианта представлена на рисунке 6.

Описание схемы №3 – подстанция Парковая включается отпайкой от линий Оп 50/1 - ПС 110 кВ Де-фриз, Оп 55 - ПС 110 кВ Де-фриз. ПС Парковая в данной схеме является отпаечной.

Описание схемы №4 – подстанция Парковая включается в рассечку линии Оп 50/1 - ПС 110 кВ Де-фриз. ПС Парковая в данной схеме является транзитной.

Описание схемы №5 – подстанция Парковая включается напрямую к РУ 110 кВ ПС Де-фриз. ПС Парковая в данной схеме является тупиковой.

Схема данного варианта представлена на рисунке 12.

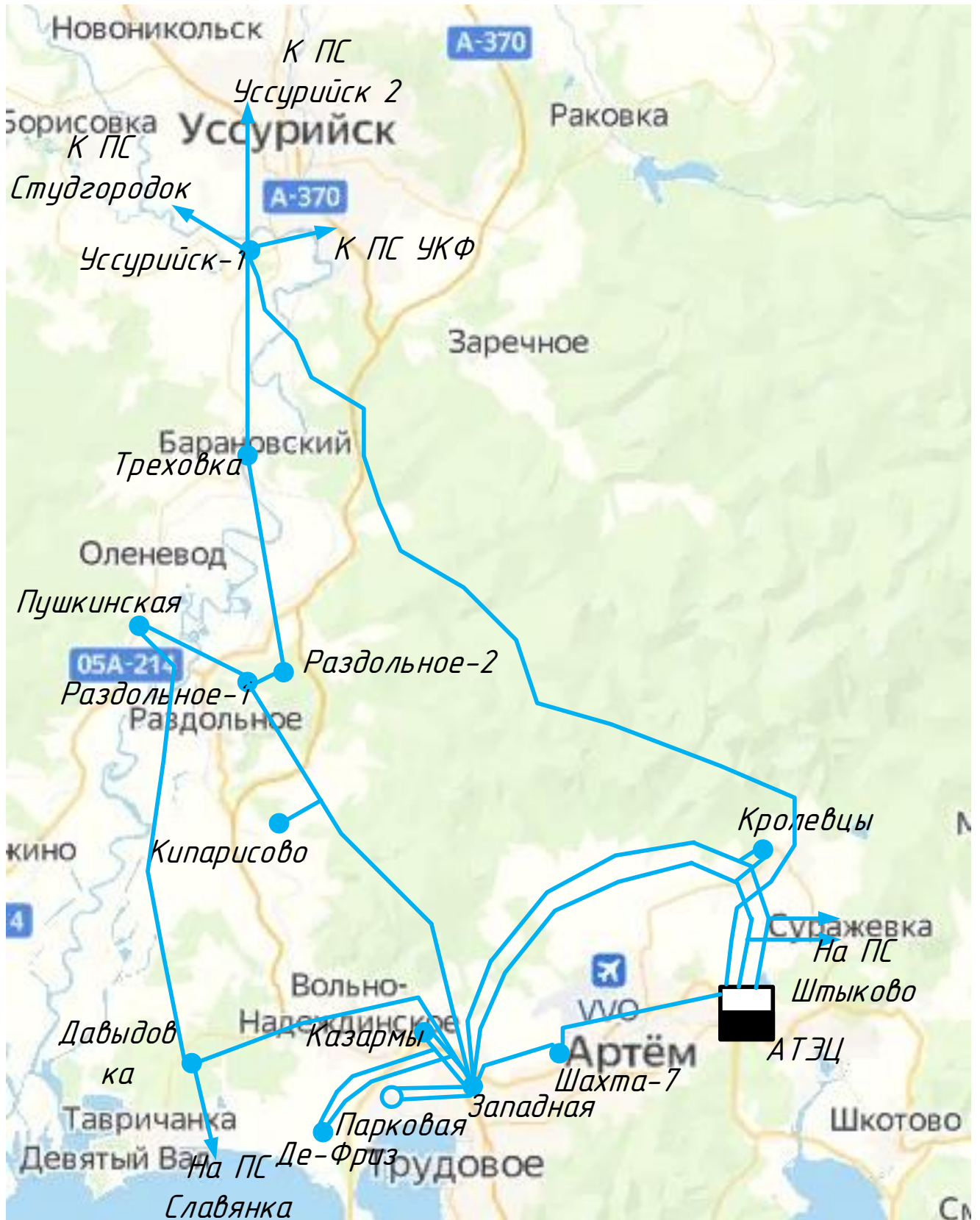


Рисунок 4 – Карта-схема варианта №1

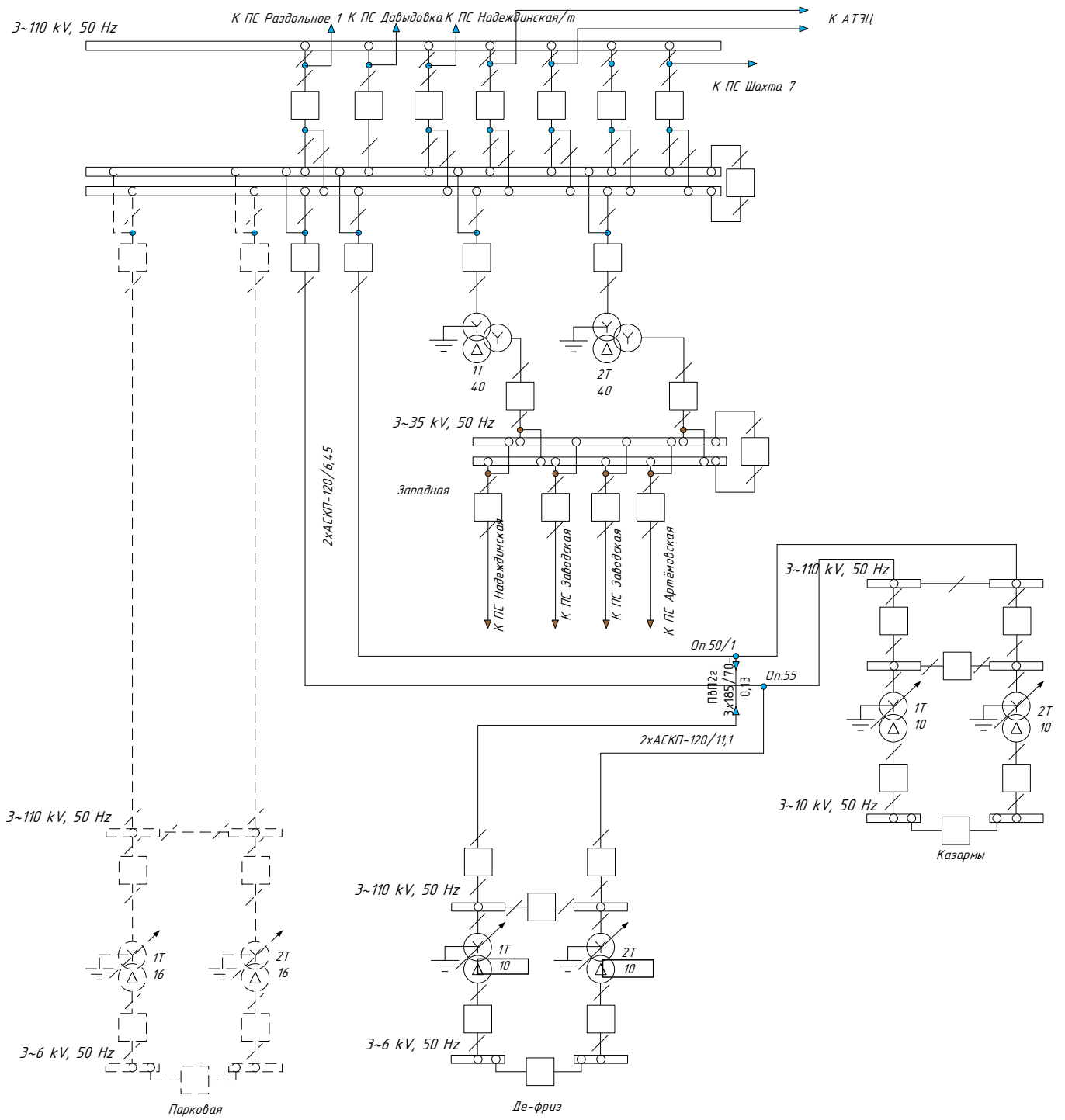


Рисунок 5 – Электрическая схема варианта №1



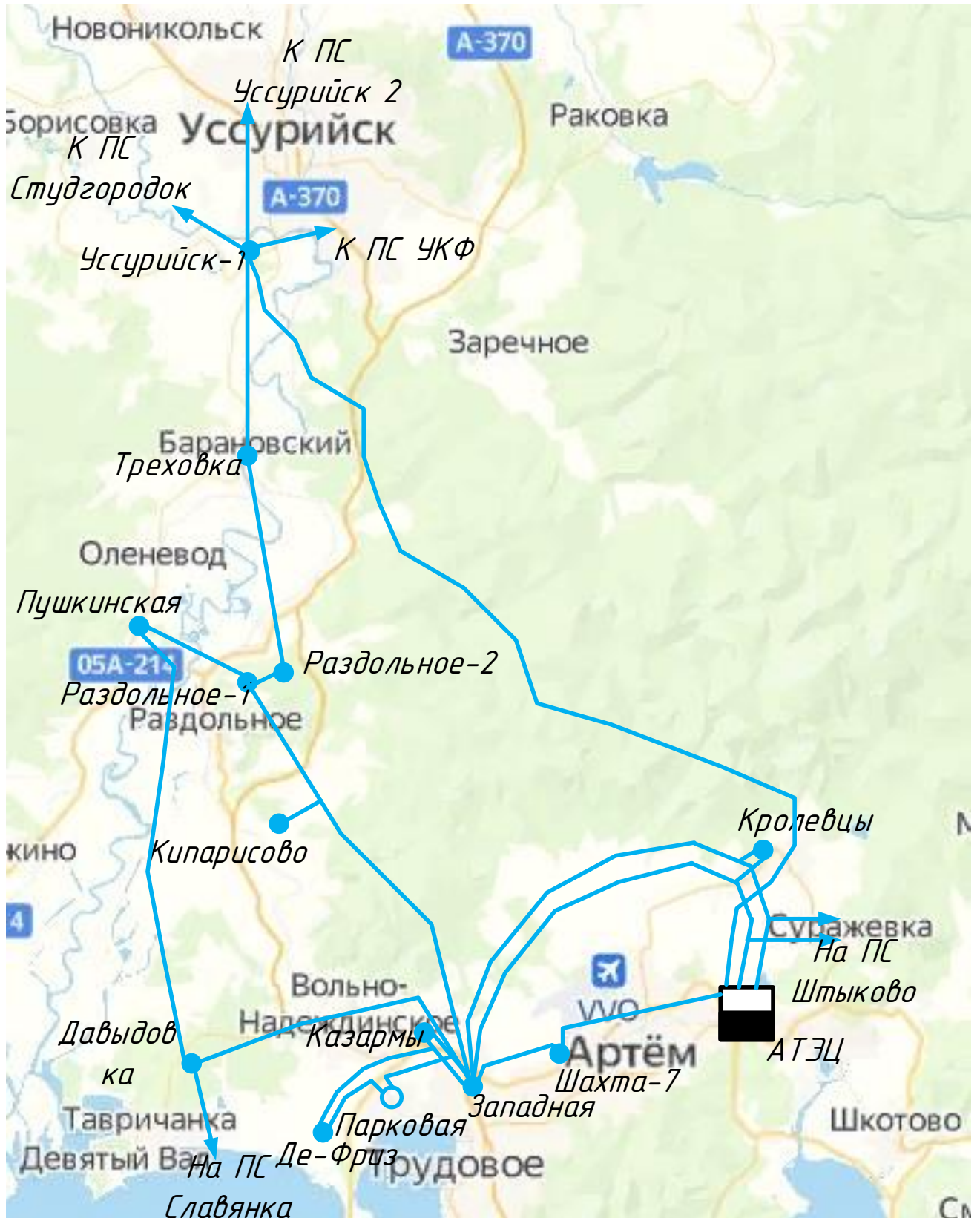


Рисунок 6 – Карта-схема варианта №2



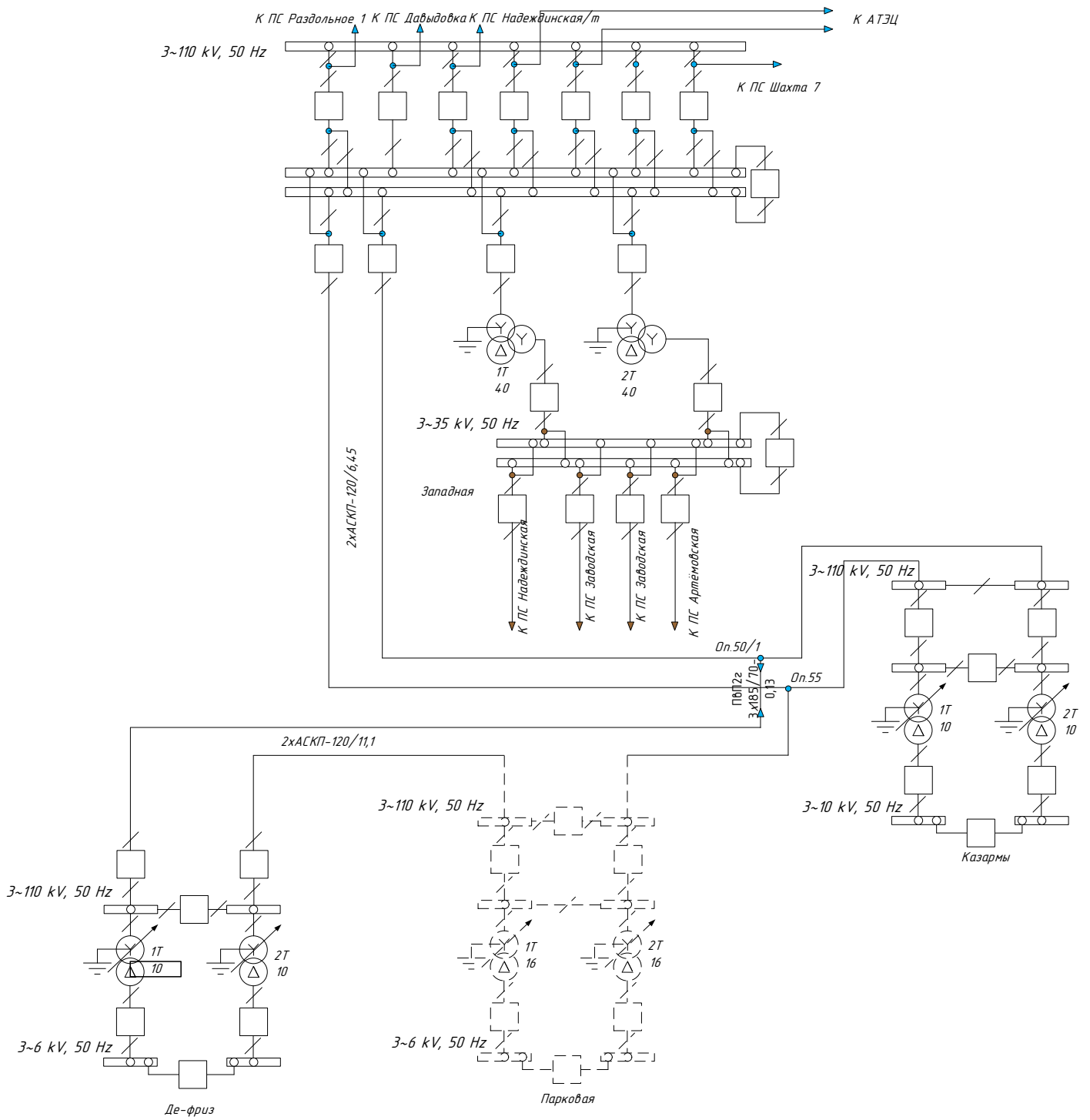


Рисунок 7 – Электрическая схема варианта №2

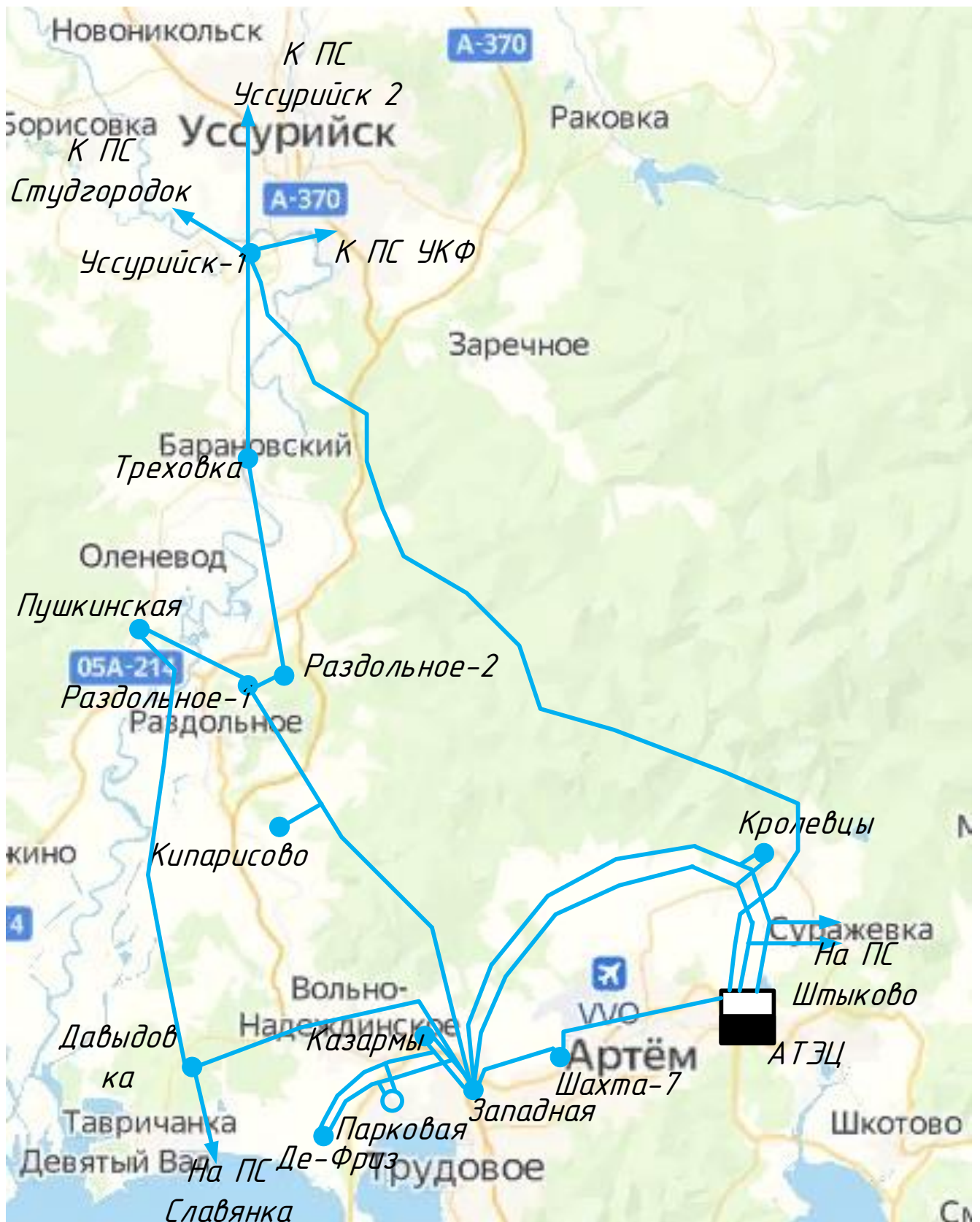


Рисунок 8 – Карта-схема варианта №3

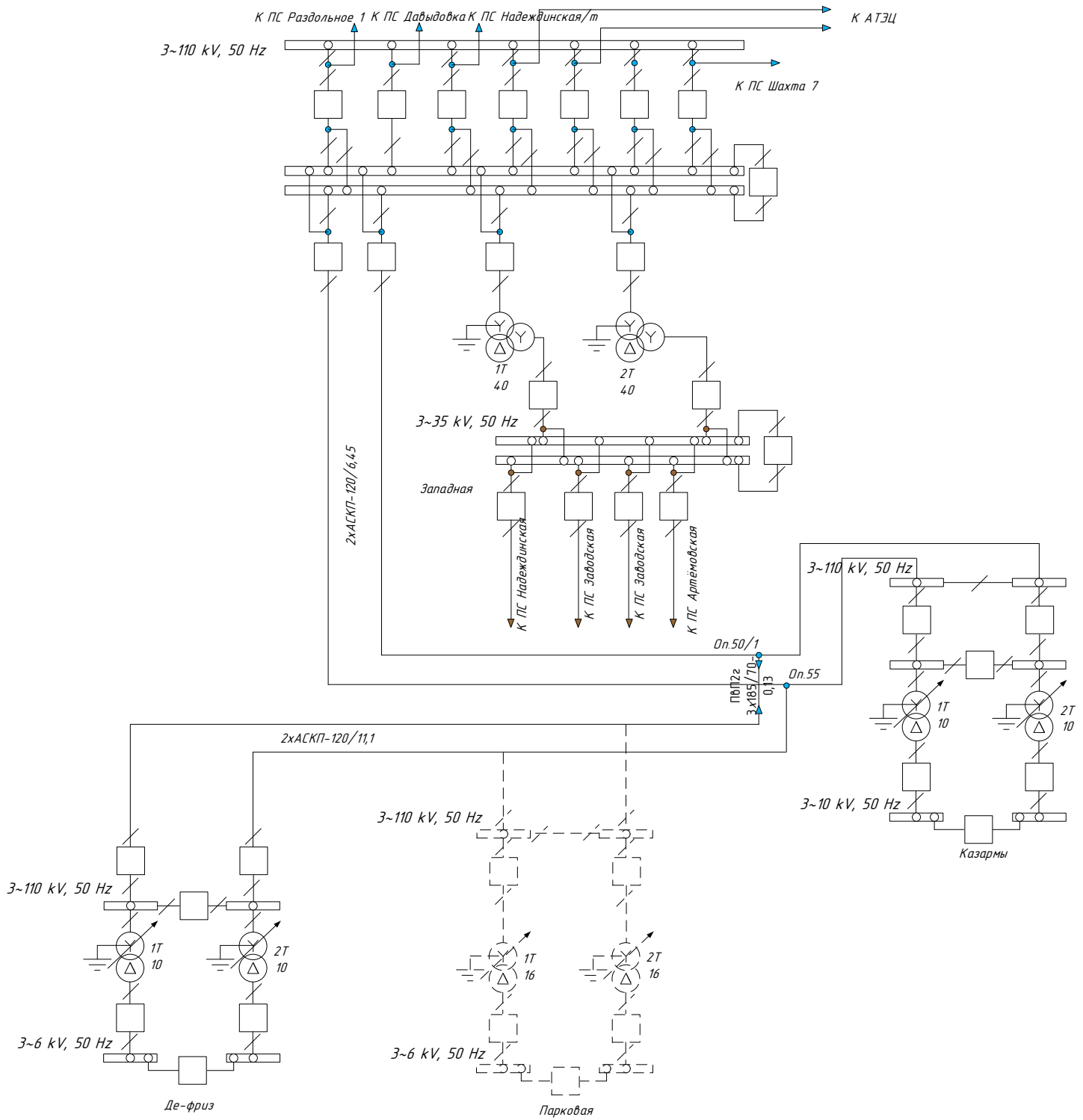


Рисунок 9 – Электрическая схема варианта №3

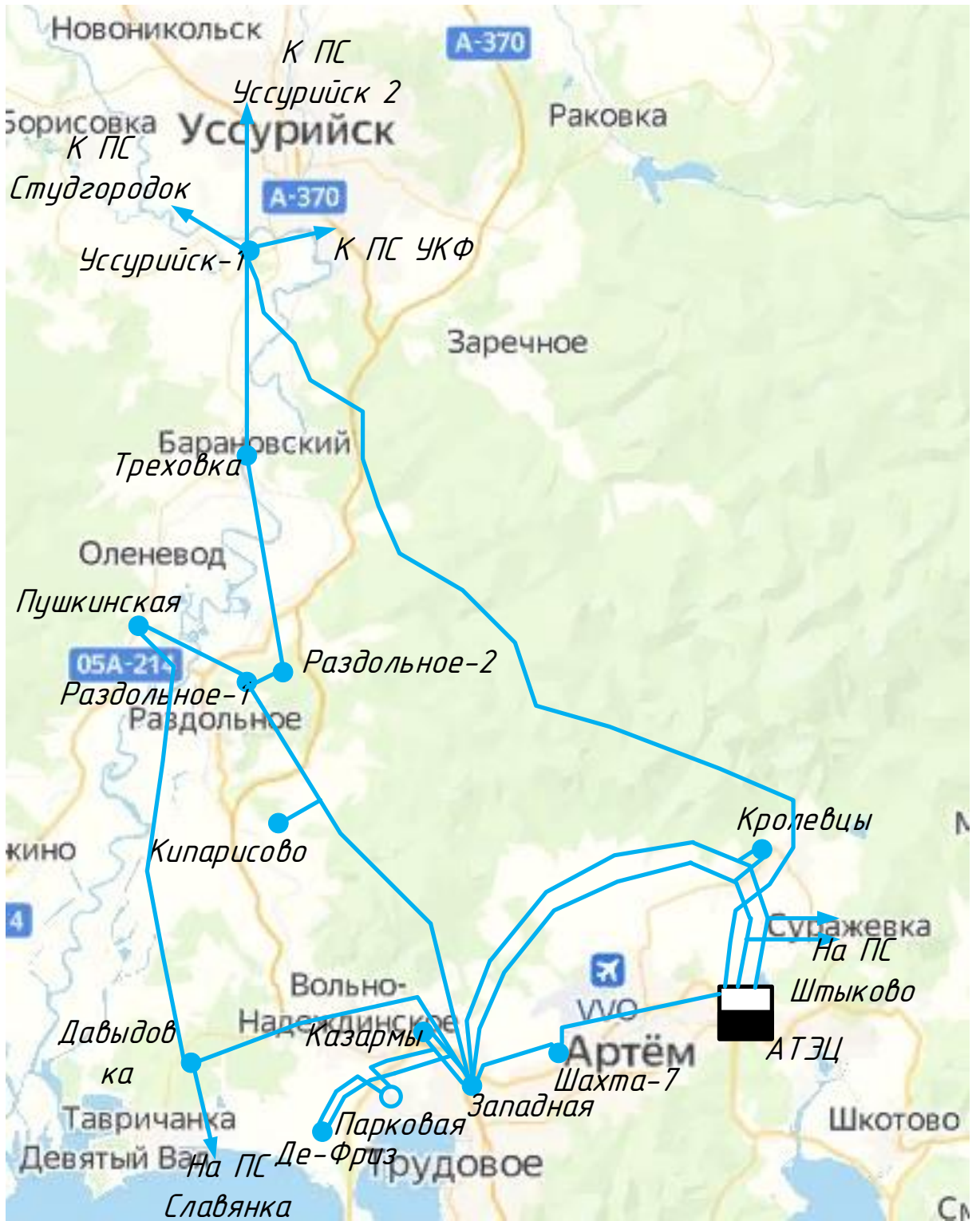


Рисунок 10 – Карта-схема варианта №4

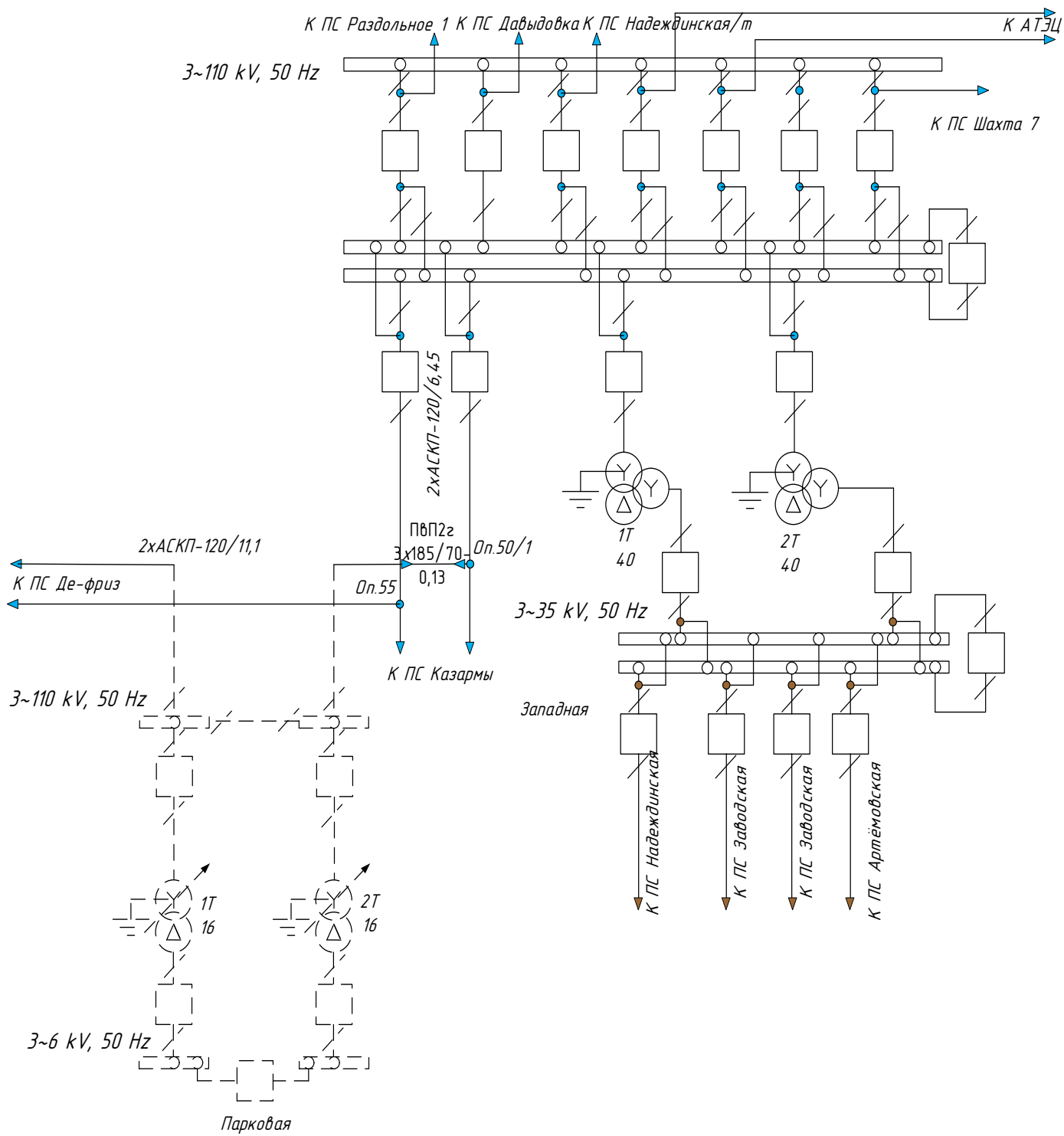


Рисунок 11 – Электрическая схема варианта №4



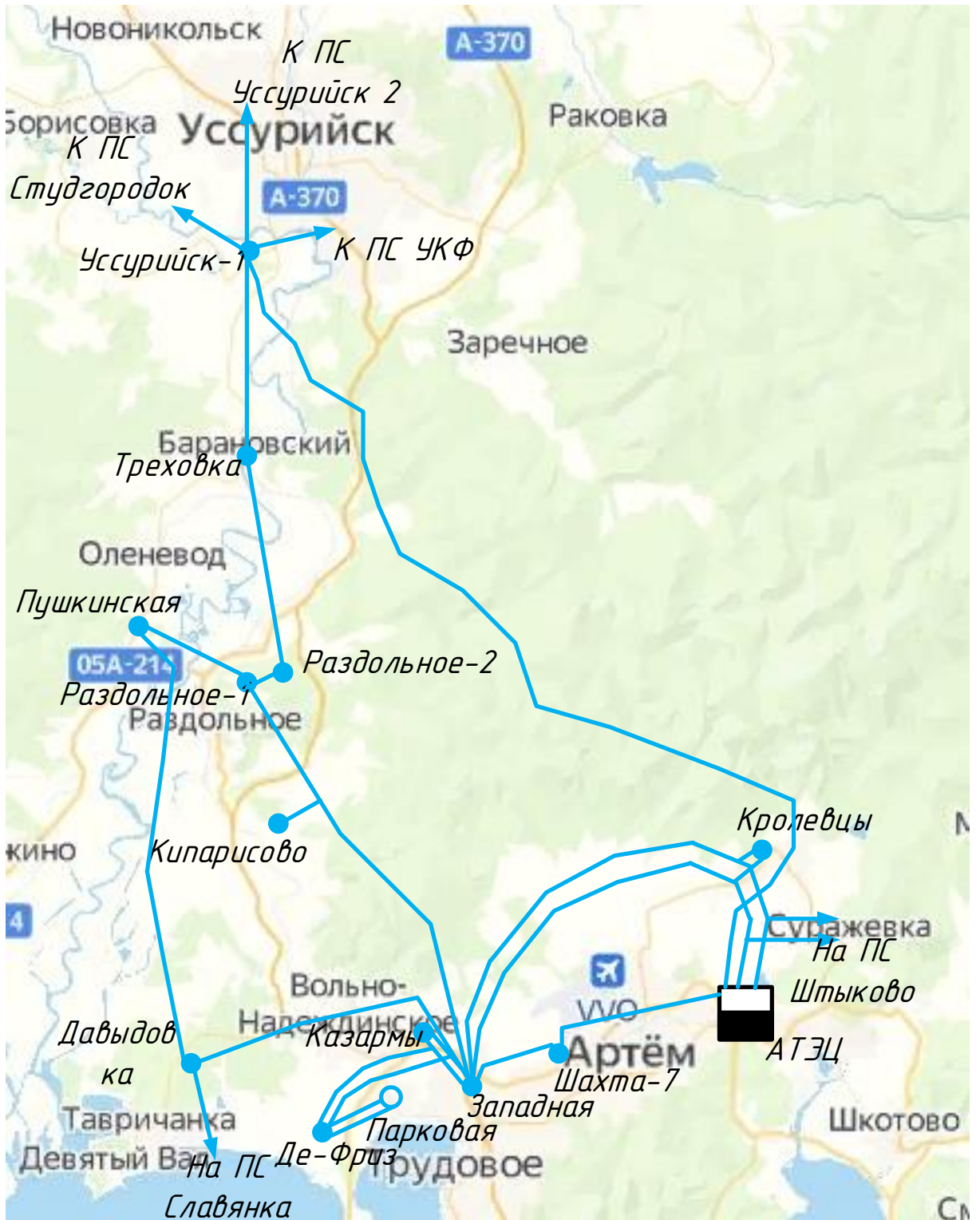


Рисунок 12 – Карта-схема варианта №5

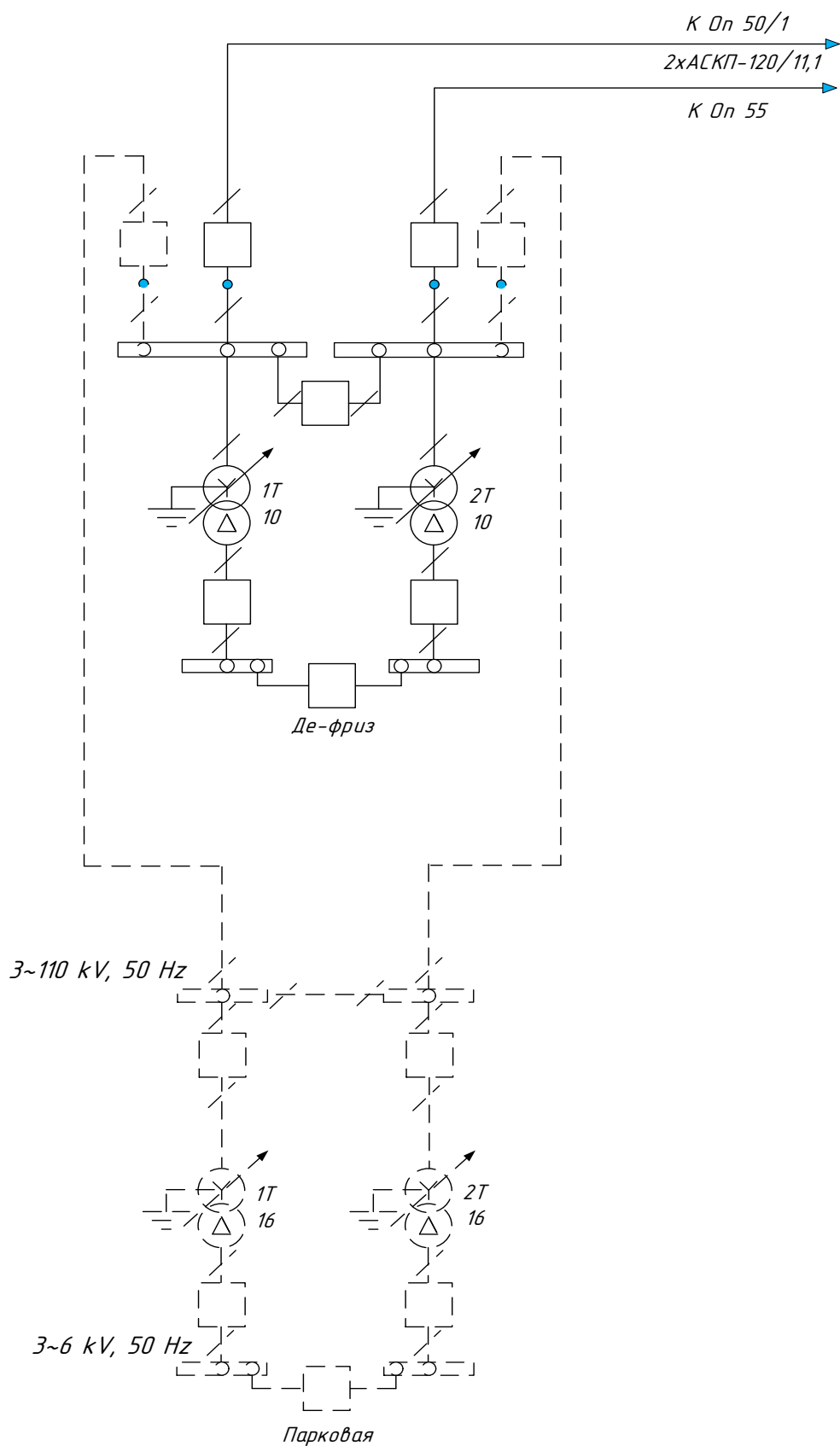


Рисунок 13 – Электрическая схема варианта №5

### 3.2 Выбор двух вариантов для дальнейшего анализа

Количество выключателей и суммарная длина линий, приведены в таблице.

Таблица 22 – Длина линий и количество выключателей для вариантов конфигурации электрической сети.

№ Варианта	Линия	Число цепей	Длин а, км	Количест во выкл.
2	ПС Парковая – транзит от ВЛ Оп 55 – Де-Фриз	2	0,18	3
3	ПС Парковая – отпайка от ВЛ Оп 55, Оп 50/1 – Де-Фриз	2	0,18	2
4	ПС Парковая – транзит от ВЛ Оп 50/1 – Де-Фриз	2	0,22	3
5	ПС Парковая – ПС Де-Фриз	2	4,12	4

Исходя из длины ЛЭП и количества выключателей, делаем вывод, что для дальнейшего анализа стоит выбрать схемы №2 и №3.

Для данных вариантов произведём расчёт режимов в ПВК RastrWin3. В таблицах ниже приведены параметры узлов и ветвей необходимые для расчета [14].

Таблица 23 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
Нагр	5	АТЭЦ 110 кВ	110				
Ген	6	АТЭЦ Г5	10,5	14,00	6,78	100,00	57,67
Ген	7	АТЭЦ Г6	10,5	14,00	6,78	100,00	57,67
Нагр	8	Шахты-7	110	25,06	10,04		
Нагр	9	Западная 110 кВ 1с	110				
Нагр	10	Западная 110 кВ 2с	110				



## Продолжение таблицы 23

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
Нагр	11	СТ Западная 110кВ Тр-1	110				
Нагр	12	СТ Западная 110кВ Тр-2	110				
Нагр	1	НН Западная 110кВ	6				
Нагр	2	СН Западная 110кВ	35	65,18	26,08		
Нагр	3	Отп 1 на ПС Штыково	110				
Нагр	4	Отп 2 на ПС Штыково	110				
Нагр	13	Отп 1 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	14	Отп 2 на ПС Кролевцы	110				
Нагр	15	Кролевцы 110кВ	110				
Нагр	16	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1	110				
Нагр	17	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2	110				
Нагр	18	НН Кролевцы	6				
Нагр	19	СН Кролевцы	35	31,04	12,40		
Нагр	20	Казармы 110кВ	110	5,77	2,32		
Нагр	22	Отп 1 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	23	Отп 2 на ПС Де-Фриз	110				
Нагр	24	Де-Фриз 110кВ	110	9,80	3,92		
Нагр	21	Давыдовка 110кВ	110				
Нагр	25	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1	110				
Нагр	26	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2	110				
Нагр	27	НН Давыдовка 110кВ	6				
Нагр	28	СН Давыдовка 110кВ	35	35,41	14,16		
Нагр	29	Пушкинская 110кВ	110	0,24	0,05		
Нагр	30	Раздольное-1 110кВ	110	11,19	4,48		
Нагр	31	Отп на Кипарисово 110кВ	110				
Нагр	32	Кипарисово 110кВ	110	5,43	2,16		
Нагр	33	Раздольное-2 110кВ	110	1,73	0,68		
Нагр	34	Тереховка 110кВ	110	1,50	0,60		

Продолжение таблицы 23

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г
База	35	Уссурийск-1 110кВ	110			99,7	7,6
Нагр	36	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1	110				
Нагр	37	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2	110				
Нагр	38	НН Уссурийск-1 110кВ	6				
Нагр	39	СН Уссурийск-1 110кВ	35	53,30	21,32		
Нагр	40	Парковая 110кВ	110				
Нагр	43	НН Парковая 6кВ	6	16,50	6,60		
Нагр	44	Оп 1 на ПС Парковая	110				
Нагр	45	Оп 2 на ПС Парковая	110				

Таблица 24 – Параметры ветвей

Тип	Nн	Nк	Название	R	X	G	B	Kт/г
Тр-р	5	6	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г5	0,37	12,30	9,90	56,80	0,091
Тр-р	5	7	АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г6	0,37	12,30	9,90	56,80	0,091
ЛЭП	5	8	АТЭЦ 110 кВ - Шахты-7	3,00	6,48		-38,90	
ЛЭП	9	8	Западная 110 кВ1с - Шахты-7	1,68	2,74		-15,51	
Выкл	10	9	Западная 110 кВ 2с - Западная 110 кВ 1с					
Тр-р	9	11	Западная 110 кВ 1с - СТ Западная 110кВ Тр-1	0,80	35,50	3,50	19,80	1,000
Тр-р	10	12	Западная 110 кВ 2с - СТ Западная 110кВ Тр-2	0,80	35,50	3,50	19,80	1,000
Тр-р	11	2	СТ Западная 110кВ Тр-1 - СН Западная 110кВ	0,80				0,363
Тр-р	12	2	СТ Западная 110кВ Тр-2 - СН Западная 110кВ	0,80				0,363
Тр-р	11	1	СТ Западная 110кВ Тр-1 - НН Западная 110кВ	0,80	22,30			0,062
Тр-р	12	1	СТ Западная 110кВ Тр-2 - НН Западная 110кВ	0,80	22,30			0,062

Продолжение таблицы 24

Тип	№н	№к	Название	R	X	G	B	Кт/г
ЛЭП	5	4	АТЭЦ 110 кВ - Отп 2 на ПС Штыково	0,53	1,08		-6,90	
ЛЭП	5	3	АТЭЦ 110 кВ - Отп 1 на ПС Штыково	0,53	1,08		-6,93	
ЛЭП	14	3	Отп 2 на ПС Кролевцы - Отп 1 на ПС Штыково	1,55	3,19		-20,52	
ЛЭП	13	4	Отп 1 на ПС Кролевцы - Отп 2 на ПС Штыково	1,55	3,19		-20,52	
ЛЭП	13	15	Отп 1 на ПС Кролевцы - Кролевцы 110кВ	0,32	0,69		-4,40	
ЛЭП	14	15	Отп 2 на ПС Кролевцы - Кролевцы 110кВ	0,32	0,69		-4,40	
Тр-р	15	16	Кролевцы 110кВ - СТ Кролевцы 110кВ Тр-1	1,50	56,90	2,60	14,50	1,000
Тр-р	15	17	Кролевцы 110кВ - СТ Кролевцы 110кВ Тр-2	1,50	56,90	2,57	14,50	1,000
Тр-р	16	19	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1 - СН Кролевцы	1,50				0,336
Тр-р	17	19	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2 - СН Кролевцы	1,50				0,336
Тр-р	16	18	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1 - НН Кролевцы	1,50	35,70			0,058
Тр-р	17	18	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2 - НН Кролевцы	1,50	35,70			0,058
ЛЭП	14	10	Отп 2 на ПС Кролевцы - Западная 110 кВ 2с	5,59	11,57		-76,76	
ЛЭП	13	10	Отп 1 на ПС Кролевцы - Западная 110 кВ 2с	5,59	11,57		-76,39	
ЛЭП	23	20	Отп 2 на ПС Де-Фриз - Казармы 110кВ	0,20	0,34		-2,13	

## Продолжение таблицы 24

Тип	№н	№к	Название	R	X	G	B	Кт/г
ЛЭП	22	20	Отп 1 на ПС Де-Фриз - Казармы 110кВ	0,20	0,34		-2,13	
ЛЭП	9	23	Западная 110 кВ 1с - Отп 2 на ПС Де-Фриз	1,57	2,75		-17,16	
ЛЭП	9	22	Западная 110 кВ 1с - Отп 1 на ПС Де-Фриз	1,57	2,75		-17,16	
Тр-р	21	25	Давыдовка 110кВ - СТ Давыдовка 110кВ Тр-1	1,50	56,90	2,60	14,50	1,000
Тр-р	21	26	Давыдовка 110кВ - СТ Давыдовка 110кВ Тр-2	1,50	56,90	2,57	14,50	1,000
Тр-р	25	28	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1 - СН Давыдовка 110кВ	1,50				0,363
Тр-р	26	28	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2 - СН Давыдовка 110кВ	1,50				0,363
Тр-р	25	27	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1 - НН Давыдовка 110кВ	1,50	35,70			0,062
Тр-р	26	27	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2 - НН Давыдовка 110кВ	1,50	35,70			0,062
ЛЭП	10	21	Западная 110 кВ 2с - Давыдовка 110кВ	5,46	8,98		-51,63	
ЛЭП	21	29	Давыдовка 110кВ - Пушкинская 110кВ	6,49	13,76		-88,43	
ЛЭП	29	30	Пушкинская 110кВ - Раздольное-1 110кВ	1,88	3,88		-24,91	
ЛЭП	30	31	Раздольное-1 110кВ - Отп на Кипарисово 110кВ	2,22	3,89		-24,20	
ЛЭП	31	32	Отп на Кипарисово 110кВ - Кипарисово 110кВ	0,01	0,01		-0,10	
ЛЭП	31	10	Отп на Кипарисово 110кВ - Западная 110 кВ 2с	5,17	8,87		-55,19	

Продолжение таблицы 24

Тип	Нн	Нк	Название	R	X	G	B	Кт/г
Тр-р	35	36	Уссурийск-1 110кВ - СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1	0,80	35,50	3,50	19,80	1,000
Тр-р	35	37	Уссурийск-1 110кВ - СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2	0,80	35,50	3,50	19,80	1,000
Тр-р	36	39	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1 - СН Уссурийск-1 110кВ	0,80				0,336
Тр-р	37	39	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2 - СН Уссурийск-1 110кВ	0,80				0,336
Тр-р	36	38	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1 - НН Уссурийск-1 110кВ	0,80	22,30			0,057
Тр-р	37	38	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2 - НН Уссурийск-1 110кВ	0,80	22,30			0,057
ЛЭП	34	35	Тереховка 110кВ - Уссурийск-1 110кВ	5,48	9,39		-58,48	
ЛЭП	33	34	Раздольное-2 110кВ - Тереховка 110кВ	5,05	8,66		-53,88	
ЛЭП	30	33	Раздольное-1 110кВ - Раздольное-2 110кВ	0,20	0,34		-2,13	
ЛЭП	35	5	Уссурийск-1 110кВ - АТЭЦ 110 кВ	10,21	25,42		-159,56	
ЛЭП	44	40	Оп 1 на ПС Парковая - Парковая 110кВ	0,05	0,08		-0,48	
ЛЭП	45	40	Оп 2 на ПС Парковая - Парковая 110кВ	0,05	0,08		-0,48	
Тр-р	40	43	Парковая 110кВ - НН Парковая 6кВ	4,38	86,70	1,57	9,26	0,060
Тр-р	40	43	Парковая 110кВ - НН Парковая 6кВ	4,38	86,70	1,57	9,26	0,060
ЛЭП	23	44	Отп 2 на ПС Де-Фриз - Оп 1 на ПС Парковая	1,41	2,44		-17,73	
ЛЭП	45	24	Оп 2 на ПС Парковая - Де- Фриз 110кВ	1,41	2,44		-17,73	

Тип	№н	№к	Название	R	X	G	B	Кт/г
ЛЭП	22	24	Отп 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз 110кВ	2,81	4,81		-29,96	

## 3.2.1 Расчёт режимов для варианта 2

В таблицах приведены токовые нагрузки ЛЭП и отклонения напряжения в узлах сети.

Нормальный режим.

Таблица 25 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	428	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	289	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	289	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	289	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	289	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	289	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	203	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	203	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	3	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	36	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	95	390	503

Продолжение таблицы 25

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	90	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС- 120/19	131	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	84	450	581
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	83	450	581
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	44	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	22	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	202	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	195	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	185	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	40	422	544
Оп 1 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	98	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	3	390	503
Оп 50/1 – Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	98	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Де-фриз	110	АСКП-120/19	3	390	503
Оп 55 – Де-фриз	110	АСКП-120/19	55	390	503

Таблица 26 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	10,60	0,95
АТЭЦ Г6	10,5	10,60	0,95
Шахты-7	110	107,16	-2,58
Западная 110 кВ 1с	110	105,80	-3,82
Западная 110 кВ 2с	110	105,80	-3,82
НН Западная 110кВ	6	6,25	4,21
СН Западная 110кВ	35	36,38	3,94
Отп 1 на ПС Штыково	110	110,83	0,75
Отп 2 на ПС Штыково	110	110,83	0,75
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	109,39	-0,56
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	109,39	-0,56
Кролевцы 110кВ	110	109,29	-0,64
НН Кролевцы	6	6,07	1,24
СН Кролевцы	35	35,36	1,03
Казармы 110кВ	110	105,37	-4,21
Отп 1 на ПС Де- Фриз	110	105,39	-4,19
Отп 2 на ПС Де- Фриз	110	105,37	-4,21
Де-Фриз 110кВ	110	104,95	-4,59
Давыдовка 110кВ	110	103,84	-5,60
НН Давыдовка 110кВ	6	6,17	2,85
СН Давыдовка 110кВ	35	35,90	2,57
Пушкинская 110кВ	110	105,84	-3,78
Раздольное-1 110кВ	110	106,40	-3,28



Продолжение таблицы 26

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Отп на Кипарисово 110кВ	110	106,09	-3,55
Кипарисово 110кВ	110	106,09	-3,55
Раздольное-2 110кВ	110	106,51	-3,17
Тереховка 110кВ	110	109,57	-0,39
Уссурийск-1 110кВ	110	113,00	2,73
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,17	2,76
СН Уссурийск-1 110кВ	35	36,57	4,50
Парковая 110кВ	110	104,95	-4,59
НН Парковая 6кВ	6	6,08	1,34
Оп 1 на ПС Парковая	110	104,96	-4,58
Оп 2 на ПС Парковая	110	104,95	-4,59

Послеаварийный режим отключения ЛЭП Западная – Казармы.

Таблица 27 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	429	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС- 120/19	289	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	289	450	581

Продолжение таблицы 27

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	289	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	290	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	290	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	203	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	203	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	33	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	-	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	186	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	-	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС- 120/19	131	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	84	450	581
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	83	450	581
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	44	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	22	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	203	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	196	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	186	375	484

Продолжение таблицы 27

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	40	422	544
Оп 1 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	153	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	55	390	503
Оп 50/1 – Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	153	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Де-фриз	110	АСКП-120/19	56	390	503
Оп 55 – Де-фриз	110	АСКП-120/19	2	390	503

Таблица 28 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	11,00	4,76
АТЭЦ Г6	10,5	11,00	4,76
Шахты-7	110	104,49	-5,01
Западная 110 кВ 1с	110	105,15	-4,41
Западная 110 кВ 2с	110	105,17	-4,39
НН Западная 110кВ	6	6,21	3,51
СН Западная 110кВ	35	36,13	3,24
Отп 1 на ПС Штыково	110	114,57	4,15
Отп 2 на ПС Штыково	110	114,57	4,15
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	112,17	1,97
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	112,17	1,97
Кролевцы 110кВ	110	112,08	1,89
НН Кролевцы	6	6,24	4,03
СН Кролевцы	35	36,34	3,83
Казармы 110кВ	110	104,72	-4,80

## Продолжение таблицы 28

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Отп 1 на ПС Де-Фриз	110	104,74	-4,78
Отп 2 на ПС Де-Фриз	110	104,72	-4,80
Де-Фриз 110кВ	110	104,30	-5,18
Давыдовка 110кВ	110	103,50	-5,91
НН Давыдовка 110кВ	6	6,15	2,48
СН Давыдовка 110кВ	35	35,77	2,20
Пушкинская 110кВ	110	105,89	-3,74
Раздольное-1 110кВ	110	106,56	-3,13
Отп на Кипарисово 110кВ	110	106,02	-3,62
Кипарисово 110кВ	110	106,01	-3,62
Раздольное-2 110кВ	110	106,71	-2,99
Тереховка 110кВ	110	110,61	0,56
Уссурийск-1 110кВ	110	115,00	4,55
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,28	4,72
СН Уссурийск-1 110кВ	35	36,59	4,54
Парковая 110кВ	110	104,30	-5,18
НН Парковая 6кВ	6	6,04	0,66
Оп 1 на ПС Парковая	110	104,31	-5,17
Оп 2 на ПС Парковая	110	104,30	-5,18

Токовая нагрузка ЛЭП и отклонения напряжения в узлах, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах не превышают допустимых.

### 3.2.2 Расчёт режимов для варианта 3

В таблицах приведены токовые нагрузки ЛЭП и отклонения напряжения в узлах сети.

Нормальный режим.

Таблица 29 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	455	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС- 120/19	318	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	304	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	304	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	305	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	305	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	88	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	220	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	220	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	16	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	92	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	93	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС- 120/19	153	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	75	450	581
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	76	450	581

Продолжение таблицы 29

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	83	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	84	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	198	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	191	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	182	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	163	422	544
Оп 1 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	49	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	49	390	503
Оп 50/1 – Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	76	390	503
Оп 55– Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	77	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Де-фриз	110	АСКП-120/19	28	390	503
Оп 1 на ПС Парковая – Де-фриз	110	АСКП-120/19	28	390	503

Таблица 30 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	11,00	4,76
АТЭЦ Г6	10,5	11,00	4,76
Шахты-7	110	109,82	-0,16

Продолжение таблицы 30

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Западная 110 кВ 1с	110	108,33	-1,51
Западная 110 кВ 2с	110	108,33	-1,51
НН Западная 110кВ	6	6,17	2,82
СН Западная 110кВ	35	35,90	2,56
Отп 1 на ПС Штыково	110	113,71	3,38
Отп 2 на ПС Штыково	110	113,71	3,38
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	112,21	2,01
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	112,21	2,01
Кролевцы 110кВ	110	112,12	1,93
НН Кролевцы	6	6,24	4,07
СН Кролевцы	35	36,35	3,87
Казармы 110кВ	110	107,92	-1,89
Отп 1 на ПС Де-Фриз	110	107,93	-1,88
Отп 2 на ПС Де-Фриз	110	107,93	-1,88
Де-Фриз 110кВ	110	107,52	-2,25
Давыдовка 110кВ	110	106,06	-3,58
НН Давыдовка 110кВ	6	6,32	5,29
СН Давыдовка 110кВ	35	36,76	5,02
Пушкинская 110кВ	110	107,44	-2,33
Раздольное-1 110кВ	110	107,82	-1,98
Отп на Кипарисово 110кВ	110	107,86	-1,95
Кипарисово 110кВ	110	107,86	-1,95
Раздольное-2 110кВ	110	107,89	-1,92
Тереховка 110кВ	110	109,79	-0,19
Уссурийск-1 110кВ	110	112,00	1,82
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,11	1,77
СН Уссурийск-1 110кВ	35	35,55	1,58
Парковая 110кВ	110	107,62	-2,16
НН Парковая 6кВ	6	6,25	4,10
Оп 1 на ПС Парковая	110	107,63	-2,16
Оп 2 на ПС Парковая	110	107,63	-2,16

Послеаварийный режим отключения ЛЭП Западная – Казармы.

Таблица 31 – Токовые нагрузки ЛЭП

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	456	827	827
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	319	337	435
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	304	450	581
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	304	450	581
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	305	450	581
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	305	450	581
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	450	581
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	220	450	581
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	220	450	581
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	33	390	503
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	-	390	503
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	186	390	503
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	-	390	503
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120/19	153	337	435
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	75	450	581
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	76	450	581



Продолжение таблицы 31

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
				при t	при t
				+25°C	-20°C
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	83	375	484
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	31	375	484
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	84	375	484
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	199	375	484
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	191	375	484
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	182	375	484
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	162	422	544
Оп 1 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	124	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-120/19	25	390	503
Оп 50/1 – Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	154	390	503
Оп 55– Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	1	390	503
Оп 2 на ПС Парковая – Де-фриз	110	АСКП-120/19	26	390	503
Оп 1 на ПС Парковая – Де-фриз	110	АСКП-120/19	30	390	503

Таблица 32 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
АТЭЦ Г5	10,5	11,00	4,76
АТЭЦ Г6	10,5	11,00	4,76
Шахты-7	110	104,47	-5,03
Западная 110 кВ 1с	110	105,14	-4,42

## Продолжение таблицы 32

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Западная 110 кВ 2с	110	105,15	-4,41
НН Западная 110кВ	6	6,08	1,41
СН Западная 110кВ	35	35,40	1,15
Отп 1 на ПС Штыково	110	114,56	4,15
Отп 2 на ПС Штыково	110	114,56	4,15
Отп 1 на ПС Кролевцы	110	112,16	1,96
Отп 2 на ПС Кролевцы	110	112,16	1,96
Кролевцы 110кВ	110	112,07	1,88
НН Кролевцы	6	6,24	4,02
СН Кролевцы	35	36,34	3,82
Казармы 110кВ	110	104,71	-4,81
Отп 1 на ПС Де-Фриз	110	104,72	-4,80
Отп 2 на ПС Де-Фриз	110	104,72	-4,80
Де-Фриз 110кВ	110	104,29	-5,19
Давыдовка 110кВ	110	103,49	-5,92
НН Давыдовка 110кВ	6	6,15	2,47
СН Давыдовка 110кВ	35	35,77	2,19
Пушкинская 110кВ	110	105,88	-3,75
Раздольное-1 110кВ	110	106,55	-3,14
Отп на Кипарисово 110кВ	110	106,00	-3,63
Кипарисово 110кВ	110	106,00	-3,63
Раздольное-2 110кВ	110	106,70	-3,00
Тереховка 110кВ	110	110,61	0,55
Уссурийск-1 110кВ	110	115,00	4,55
НН Уссурийск-1 110кВ	6	6,28	4,72
СН Уссурийск-1 110кВ	35	36,59	4,54
Парковая 110кВ	110	104,40	-5,09
НН Парковая 6кВ	6	6,05	0,77
Оп 1 на ПС Парковая	110	104,40	-5,09
Оп 2 на ПС Парковая	110	104,40	-5,09

Токовая нагрузка ЛЭП и отклонения напряжения в узлах, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах не превышают допустимых.

Схемы потокораспределения режимов приведены в приложении А.

### **3.3 Компенсация реактивной мощности**

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП экономически не выгодна, так как приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого рядом с потребителем устанавливают источники реактивной мощности.

В соответствии с приказом № 380 от 23 июня 2015 года: "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии", компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4 [17].

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств для ПС Парковая:

$$Q_{KV} = P_{\max} \cdot (tg \varphi_{зад} - tg \varphi_{пред}), \quad (19)$$

$$Q_{KV} = 16,5 \cdot (0,41 - 0,4) = 0,165 \text{ Мвар},$$

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

### **3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов**

Мощность силовых трансформаторов определяется как сумма средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей; в случае категорий 1 и 2 на подстанции должно

быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них второй должен обеспечить потребителя полным питанием [12].

Согласно заявке на подключение ПС Парковая, максимальная мощность энергопринимающих районов заявителя составляет 16500 кВт

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (20)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

$$S_p = \frac{\sqrt{(13,65)^2 + (5,46)^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,58 \text{ МВА},$$

Для схемы ПС Парковая выбираем трансформатор ТДН-16000/110 с номинальной мощностью  $S_{Тном} = 16$  МВА. Данный трансформатор выбран с учётом дальнейшего развития района подстанции.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{нр} = \frac{\sqrt{(P_{ср(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{2 \cdot S_{Тном}}, \quad (21)$$

$$K_3^{np} = \frac{\sqrt{(13,65)^2 + (5,46)^2}}{2 \cdot 16} = 0,5,$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{(P_{cp(i)})^2 + (Q_{неск(i)})^2}}{S_{Тном(i)}}, \quad (22)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{\sqrt{(13,65)^2 + (5,46)^2}}{16} = 1,$$

Полученные результаты говорят о том, что трансформатор будет работать как в нормальном, так и в послеаварийном режиме с нормальным износом изоляции.

По результатам расчетов для схемы ПС Парковая оставляем трансформатор ТДН-16000/110 с номинальной мощностью  $S_{Тном} = 16$  МВА.

### 3.5 Выбор сечений проводников

Одним из важных параметров провода является размер его сечения. Чем больше сечение, тем больше затраты на строительство ЛЭП и амортизационные отчисления. Так как проектируемая подстанция находится в непосредственной близости от существующей ВЛ 110 кВ в селе Прохладное то экономически целесообразнее использовать воздушную линию электропередачи.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов [25].

Максимальный ток в воздушных линиях определяется из рассчитанного режима в ПВК RastrWin3:

Таблица 32 – Максимальный ток линии

Номер варианта	Максимальный ток, А
2	98
3	49

Далее находятся расчетный ток линии:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (23)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,1.

Таблица 33 – Расчётный ток линии

Номер варианта	Расчётный ток, А
2	113,19
3	56,6

Для выбора сечения провода воспользуемся таблицей экономических токовых интервалов ВЛ европейской части страны и Дальнего Востока [25].

Таблица 34 – Выбор проводника

Номер варианта	Расчётный ток, А	Марка проводника	Длительно допустимый ток, А
2	113,19	АСКП-185/29	510
3	56,6	АСКП-150/24	450

Проведём проверку выбранного сечения в послеаварийном режиме.

Таблица 35 – Послеаварийный максимальный ток линии

Номер варианта	Послеаварийный ток, А
2	153
3	154

Выбранные сечения прошли проверку в послеаварийном режиме, следовательно, принимаем данные проводники.

### 3.6 Сравнение вариантов развития сети

Выбор оптимального варианта развития электрической сети осуществляется по минимуму приведенных затрат [25],[31].

Расчет приведенных затрат производится по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (25)$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

$I$  – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

$E$  – норма дисконта 0,1.

#### 3.6.1 Расчет капиталовложений

При дипломном проектировании будем использовать укрупнённые стоимостные показатели. Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

При развитии сети капиталовложения состоят из капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций.

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \quad (26)$$

где  $K_{ЛЭП}$  – капиталовложения на сооружение ЛЭП;

$K_{ПС}$  – капиталовложения на строительство ПС.

#### 3.6.2 Расчет капиталовложений на сооружение ЛЭП

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства.

Капиталовложения на сооружение ЛЭП определяются следующим образом:

$$K_{ЛЭП} = \sum (K_0 \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{П}, \quad (27)$$

$K_0$  – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ;

$L_{ЛЭП}$  – длина участка ВЛ;

$K_{ИНФ}$  – индекс изменения сметной стоимости;

$K_{П}$  – поправочный районный коэффициент, принимаем равным 1,3.

Таблица 36 – Капиталовложения на строительство ЛЭП

Вариант	$K_0$ , тыс. руб	$L_{ЛЭП}$ , км	$K_{ЛЭП}$ , тыс. руб
2	1600	0,18	15462,7
3	1280	0,18	12370,2

### 3.6.3 Расчет капиталовложений на строительство ПС

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{РВС} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{П}, \quad (28)$$

где  $K_{РВС}$  – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$  – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{КУ}$  – капиталовложения в компенсирующие устройства;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат на строительство ПС.

$K_{ИНФ}$  – индекс изменения сметной стоимости;

$K_{П}$  – поправочный районный коэффициент, принимаем равным 1,3.



Капиталовложения в распределительные устройства:

$$K_{OPV} = N_B \cdot C_B, \quad (29)$$

где  $N_B$  – число выключателей на ПС;

$C_B$  – стоимость одного выключателя.

$$K_{OPV.BAP2} = 3 \cdot 7000 = 21000 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{OPV.BAP3} = 2 \cdot 7000 = 14000 \text{ тыс. руб.},$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{TP} = N_T \cdot C_T, \quad (30)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов на ПС;

$C_T$  – стоимость одного трансформатора.

$$K_{TP.BAP2} = 2 \cdot 5900 = 11800 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{TP.BAP3} = 2 \cdot 5900 = 11800 \text{ тыс. руб.},$$

Таблица 37 – Капиталовложения на строительство ПС

Вариант	$K_{PUS},$ тыс. руб	$K_{TP},$ тыс. руб	$K_{ПОСТ},$ тыс. руб	$K_{ПС},$ тыс. руб
2	21000	11800	11000	1175811
3	14000	11800	9000	934206

Капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций:

$$K_{\text{ВАР}2} = 15462,7 + 1175811 = 1191273,7 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{ВАР}3} = 12370,2 + 934206 = 946576,2 \text{ тыс. руб.},$$

### 3.6.4 Расчет эксплуатационных издержек

Суммарные издержки определяются следующим образом:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W}, \quad (31)$$

где  $I_{\text{АМ}}$  – амортизационные отчисления;

$I_{\text{ЭКС}}$  – эксплуатационные затраты;

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

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для  $i$ -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.пс}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.вл}}}, \quad (32)$$

$K_{\text{ПС}}$  – суммарные капиталовложения в сооружение ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$  – суммарные капиталовложения в строительство ВЛ;

$T_{СЛ}$  – срок службы соответствующего оборудования, для ВЛ – 15 лет, для ПС – 25 лет.

$$I_{АМВАР2} = \frac{15462,7}{15} + \frac{1175811}{25} = 48063,29 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{АМВАР3} = \frac{12370,2}{15} + \frac{934206}{25} = 38192,92 \text{ тыс. руб.},$$

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. Авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также внеплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Расчет эксплуатационных издержек определяется по формуле:

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{ВЛ}, \quad (33)$$

где  $K_{ПС}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{ВЛ}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{ПС}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС,  
 $\alpha_{ПС}=0,059$ ;

$\alpha_{ВЛ}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ,  
 $\alpha_{ВЛ}=0,008$ .

$$I_{ЭКСВАР2} = 15462,7 \cdot 0,008 + 1175811 \cdot 0,059 = 69496,55 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{ЭКСВАР3} = 12370,2 \cdot 0,008 + 934206 \cdot 0,059 = 55217,1 \text{ тыс. руб.},$$

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (34)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, руб./кВт·ч. Принимаем 0,762 руб./кВт·ч.

Суммарные потери электроэнергии вычисляются по формуле:

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

где  $\Delta W_{Л}$  - потери электроэнергии в линии;

$\Delta W_{ТР}$  - потери электроэнергии в трансформаторе.

Потери делятся на нагрузочные и условно-постоянные.

Нагрузочные потери вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{Л(ТР)} = \frac{P_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л(ТР)} \cdot T_{Г}, \quad (36)$$

где  $T_{Г}$  - количество часов в году (8760).

Условно-постоянные потери рассчитываются по формулам:

Для ЛЭП – потери мощности на корону:

$$\Delta W_{УП} = \Delta W_{уд\ кор} \cdot L \cdot T_{Г}, \quad (37)$$

Для трансформаторов

$$\Delta W_{ТР} = \Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г}, \quad (38)$$

Таблица 38 – Суммарные потери электроэнергии в сети

Варианты	$\Delta W_{Л(ТР)},$ МВт·г	$\Delta W_{ТР(Л)},$ МВт·г	$\Delta W_{УП},$ МВт·г	$\Delta W_{ТР},$ МВт·г	$\Delta W,$ МВт·г
2	9,46	828,6	0,126	166,4	2009,2
3	9,46	828,6	0,126	166,4	2009,2

Расходы на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W_{ВАР2}} = 2009,2 \cdot 762 = 1531 \text{ тыс.руб./год},$$

$$I_{\Delta W_{ВАР2}} = 2009,2 \cdot 762 = 1531 \text{ тыс. руб./год},$$

Суммарные издержки для двух вариантов:

$$I_{\Sigma ВАР2} = 48063,29 + 69496,55 + 1531 = 119090,84 \text{ тыс. руб./год},$$

$$I_{\Sigma \text{ВАР3}} = 38192,92 + 55217,1 + 1531 = 94941,02 \text{ тыс. руб./год,}$$

Приведенные затраты для двух вариантов:

$$З_{\text{ВАР2}} = 119090,84 + 0,1 \cdot 1191273,7 = 238218,21 \text{ тыс. руб.,}$$

$$З_{\text{ВАР3}} = 94941,02 + 0,1 \cdot 946576,2 = 189598,64 \text{ тыс. руб.,}$$

### 3.6.5 Сравнение приведенных затрат

Сравнительные характеристики полученных результатов экономических расчетов представлены в таблице.

Таблица 39 – Сравнительные характеристики двух проектируемых вариантов

Варианты	$K$ , тыс. руб.	$I_{\Sigma}$ , тыс. руб./год	$З$ , тыс. руб.
2	1191273,7	118859,93	238218,21
3	946576,2	94941,02	189598,64

Определим погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\%, \quad (39)$$

$$З_{\text{ВАР3}} = \frac{238218,21 - 189598,64}{238218,21} \cdot 100\% = 20,41\%,$$

Таким образом, принимаем к дальнейшему рассмотрению 3 вариант развития сети.

### 3.6.6 Разработка варианта нормализации нагрузочной плотности тока

Для выбранного варианта подключения подстанции проведём анализ нагрузочной плотности тока, который поможет нам определить перегруженные проводники.

Нормальный режим.

Таблица 40 – Нагрузочная плотность тока

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	$j_{нагр}$
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АССС 150/28	453	3,02
Шахта 7 – Западная	110	М-70, АС-120/19	312	4,46
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АС-150/24	304	2,03
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АС-150/24	304	2,03
Оп 162 – Оп 128	110	АС-150/24	305	2,03
Оп 163 – Оп 129	110	АС-150/24	305	2,03
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	90	0,60
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	90	0,60
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	217	1,45
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	217	1,45
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	17	0,14
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	16	0,14
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	94	0,79
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	94	0,79
Западная – Давыдовка	110	М-70, АС-120	147	2,09
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	79	0,53
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	79	0,53

Продолжение таблицы 40

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	$j_{нагр}$
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	62	0,52
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	32	0,26
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	58	0,48
Тереховка – Уссурийск 1	110	АС-120/19	198	1,65
Раздольное 2 – Тереховка	110	АС-120/19	190	1,58
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АС-120/19	180	1,50
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	111	1,17
Оп 1 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-150/24	50	0,33
Оп 2 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-150/24	50	0,33
Оп 50/1 – Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	78	0,65
Оп 55– Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	78	0,65
Оп 2 на ПС Парковая – Де- фриз	110	АСКП-120/19	29	0,24
Оп 1 на ПС Парковая – Де- фриз	110	АСКП-120/19	28	0,24

Согласно [15] допустимые плотности тока не должны превышать значений: 1,0 для алюминиевых и 1,8 для медных проводников.

Необходимо принять мероприятия для нормализации плотности тока. Для этого предлагается построить новую двухцепную ЛЭП между РУ 110 кВ ПС Западная и РУ 110кВ АТЭЦ, длина трассы линии составит 19,8 км,



линию предлагается выполнить проводом АСКП-240/32. Также потребуется замена проводников ЛЭП: Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7, Артёмовская ТЭЦ – Оп 162, Артёмовская ТЭЦ – Оп 163, Оп 162 – Оп 128, Оп 163 – Оп 129, Тереховка – Уссурийск 1, Раздольное 2 – Тереховка, Раздольное 1 – Раздольное 2 на провод АСКП-240 и Западная – Давыдовка, Шахта 7 – Западная на провод АСКП-150/24. Схема конфигурации сети и нагрузочные плотности тока режима приведены ниже.

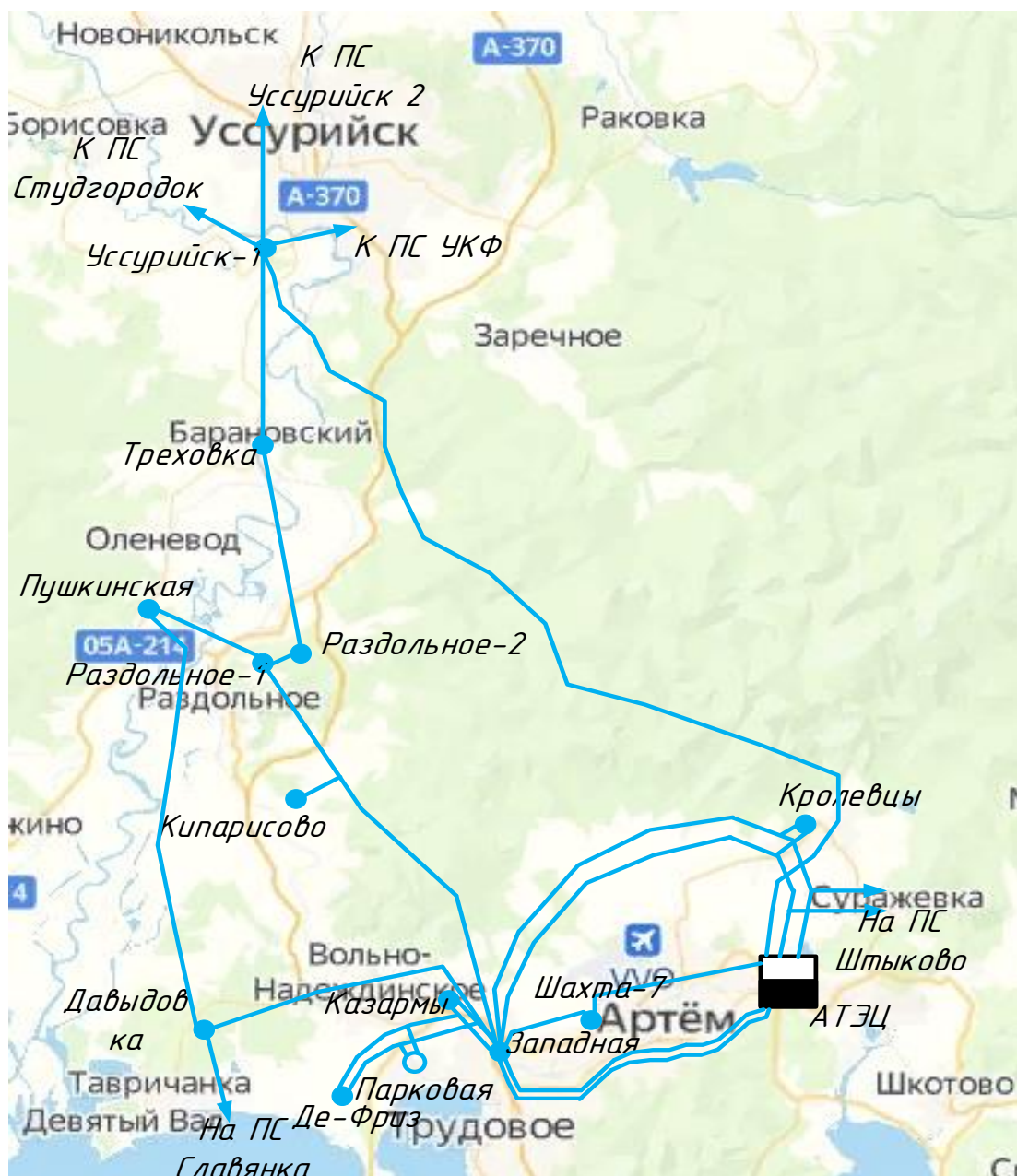


Рисунок 14 – предполагаемый вариант развития сети

Нормальный режим.

Таблица 41 – Нагрузочная плотность тока

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	$j_{нагр}$
Артёмовская ТЭЦ – Шахты 7	110	АСКП-240/32	258	1,07
Шахта 7 – Западная	110	АСКП-150/24	124	0,82
Артёмовская ТЭЦ – Оп 162	110	АСКП-240/32	176	0,73
Артёмовская ТЭЦ – Оп 163	110	АСКП-240/32	176	0,73
Оп 162 – Оп 128	110	АСКП-240/32	177	0,74
Оп 163 – Оп 129	110	АСКП-240/32	177	0,74
Оп 128 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	0,59
Оп 129 – Кролевцы	110	АС-150/24	89	0,59
Оп 128 – Западная	110	АС-150/24	91	0,61
Оп 129 – Западная	110	АС-150/24	91	0,61
Оп 50/1 – Казармы	110	АСКП-120/19	16	0,14
Оп 55 – Казармы	110	АСКП-120/19	16	0,13
Западная – Оп 50/1	110	АСКП-120/19	90	0,75
Западная – Оп 55	110	АСКП-120/19	91	0,75
Западная – Давыдовка	110	АСКП-150/24	150	1,00
Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	65	0,43
Раздольное 1 – Пушкинская	110	АС-150/24	66	0,44
Оп 105 – Раздольное 1	110	АС-120/19	48	0,40
Оп 105 – Кипарисово	110	АС-120/19	30	0,25
Западная – Оп 105	110	АС-120/19	49	0,41
Тереховка – Уссурийск 1	110	АСКП-240/32	167	0,70

Продолжение таблицы 41

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	$j_{нагр}$
Раздольное 2 – Тереховка	110	АСКП-240/32	159	0,66
Раздольное 1 – Раздольное 2	110	АСКП-240/32	150	0,63
Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1	110	АС-185,М-95	90	0,95
Оп 1 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-150/24	48	0,32
Оп 2 на ПС Парковая – Парковая	110	АСКП-150/24	48	0,32
Оп 50/1 – Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	75	0,63
Оп 55– Оп 1 на ПС Парковая	110	АСКП-120/19	75	0,63
Оп 2 на ПС Парковая – Де- фриз	110	АСКП-120/19	28	0,23
Оп 1 на ПС Парковая – Де- фриз	110	АСКП-120/19	27	0,23
АТЭЦ 110 кВ - Западная 110 кВ 2с	110	АСКП-240/32	215	0,90
АТЭЦ 110 кВ - Западная 110 кВ 2с	110	АСКП-240/32	215	0,90

Исходя из таблицы, можем сделать вывод о том, что данные решения помогут снизить до допустимых значений нагрузочную плотность тока.

Схема потокораспределения режима приведена в приложении А.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают в связи с неисправностями изоляции электрических аппаратов.

В данном разделе будет производиться расчет трёхфазных, двухфазных и однофазных КЗ с использованием ПВК RastrWin3, рассчитанные значения понадобятся для выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПС 110/6 кВ Парковая.

### 4.1 Расчет в RastrKZ

Комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий 3-ех, 2-ух, однофазных, двухфазных на землю, прямой, обратной и нулевой последовательности [14].

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. Задание исходных данных производится аналогично ПВК RastrWin3, для моделирования узлов понадобится вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности. Для расчета ТКЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования или эквивалентной системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора.

### 4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета ТКЗ

Величина ТКЗ находится с целью определения значения максимально возможного тока короткого замыкания. Основываясь на данных расчёта, производится проверка и выбор электротехнического оборудования, а также расчет уставок релейной защиты.

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

На Артёмовской ТЭЦ установлены генераторы одного типа. Параметры генераторов приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Параметры генераторов

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

Параметры схемы замещения определяем по формулам ниже.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z.np} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n}, \quad (40)$$

где  $X_d''$  - переходное сопротивление генератора;

$S_n$  - полная мощность генератора.

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

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot X_{z.np}, \quad (41)$$

$$X_{2.об} = 1,22 \cdot 0,179 = 0,218,$$

Сопротивления линий возьмем из пункта 1.3.1.

### 4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Исходные данные и результаты расчёта представлены в таблицах ниже. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

Таблица 43 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	5	АТЭЦ 110 кВ	110
зак	6	АТЭЦ Г5	10
зак	7	АТЭЦ Г6	10
у	8	Шахты-7	110
у	9	Западная 110 кВ 1с	110
у	10	Западная 110 кВ 2с	110
у	11	СТ Западная 110кВ Тр-1	110
у	12	СТ Западная 110кВ Тр-2	110
зак	1	НН Западная 110кВ	6
зак	2	СН Западная 110кВ	35
у	3	Отп 1 на ПС Штыково	110
у	4	Отп 2 на ПС Штыково	110
у	13	Отп 1 на ПС Кролевцы	110
у	14	Отп 2 на ПС Кролевцы	110
у	15	Кролевцы 110кВ	110
у	16	СТ Кролевцы 110кВ Тр-1	110
у	17	СТ Кролевцы 110кВ Тр-2	110
зак	18	НН Кролевцы	6
зак	19	СН Кролевцы	35
у	20	Казармы 110кВ	110

## Продолжение таблицы 43

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	22	Отп 1 на ПС Де-Фриз	110
у	23	Отп 2 на ПС Де-Фриз	110
у	24	Де-Фриз 110кВ	110
у	21	Давыдовка 110кВ	110
у	25	СТ Давыдовка 110кВ Тр-1	110
у	26	СТ Давыдовка 110кВ Тр-2	110
зак	27	НН Давыдовка 110кВ	6
зак	28	СН Давыдовка 110кВ	35
у	29	Пушкинская 110кВ	110
у	30	Раздольное-1 110кВ	110
у	31	Отп на Кипарисово 110кВ	110
у	32	Кипарисово 110кВ	110
у	33	Раздольное-2 110кВ	110
у	34	Тереховка 110кВ	110
у	35	Уссурийск-1 110кВ	110
у	36	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1	110
у	37	СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2	110
зак	38	НН Уссурийск-1 110кВ	6
зак	39	СН Уссурийск-1 110кВ	35
у	40	Парковая 110кВ	110
зак	43	НН Парковая 6кВ	6
у	44	Оп 1 на ПС Парковая	110
у	45	Оп 2 на ПС Парковая	110

Таблица 44 – Ветви/Несим/ИД

Название	R	X
АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г5	0,37	12,30
АТЭЦ 110 кВ - АТЭЦ Г6	0,37	12,30
АТЭЦ 110 кВ - Шахты-7	3,00	6,48

## Продолжение таблицы 44

Название	R	X
Западная 110 кВ 1с - Шахты-7	1,68	2,74
Западная 110 кВ 2с - Западная 110 кВ 1с		
Западная 110 кВ 1с - СТ Западная 110кВ Тр-1	0,80	35,50
Западная 110 кВ 2с - СТ Западная 110кВ Тр-2	0,80	35,50
СТ Западная 110кВ Тр-1 - СН Западная 110кВ	0,80	
СТ Западная 110кВ Тр-2 - СН Западная 110кВ	0,80	
СТ Западная 110кВ Тр-1 - НН Западная 110кВ	0,80	22,30
СТ Западная 110кВ Тр-2 - НН Западная 110кВ	0,80	22,30
АТЭЦ 110 кВ - Отп 2 на ПС Штыково	0,53	1,08
АТЭЦ 110 кВ - Отп 1 на ПС Штыково	0,53	1,08
Отп 2 на ПС Кролевцы - Отп 1 на ПС Штыково	1,55	3,19
Отп 1 на ПС Кролевцы - Отп 2 на ПС Штыково	1,55	3,19
Отп 1 на ПС Кролевцы - Кролевцы 110кВ	0,32	0,69
Отп 2 на ПС Кролевцы - Кролевцы 110кВ	0,32	0,69
Кролевцы 110кВ - СТ Кролевцы 110кВ Тр-1	1,50	56,90
Кролевцы 110кВ - СТ Кролевцы 110кВ Тр-2	1,50	56,90
СТ Кролевцы 110кВ Тр-1 - СН Кролевцы	1,50	
СТ Кролевцы 110кВ Тр-2 - СН Кролевцы	1,50	
СТ Кролевцы 110кВ Тр-1 - НН Кролевцы	1,50	35,70
СТ Кролевцы 110кВ Тр-2 - НН Кролевцы	1,50	35,70
Отп 2 на ПС Кролевцы - Западная 110 кВ 2с	5,59	11,57
Отп 1 на ПС Кролевцы - Западная 110 кВ 2с	5,59	11,57
Отп 2 на ПС Де-Фриз - Казармы 110кВ	0,20	0,34
Отп 1 на ПС Де-Фриз - Казармы 110кВ	0,20	0,34
Западная 110 кВ 1с - Отп 2 на ПС Де-Фриз	1,57	2,75
Западная 110 кВ 1с - Отп 1 на ПС Де-Фриз	1,57	2,75
Давыдовка 110кВ - СТ Давыдовка 110кВ Тр-1	1,50	56,90
Давыдовка 110кВ - СТ Давыдовка 110кВ Тр-2	1,50	56,90
СТ Давыдовка 110кВ Тр-1 - СН Давыдовка 110кВ	1,50	
СТ Давыдовка 110кВ Тр-2 - СН Давыдовка 110кВ	1,50	
СТ Давыдовка 110кВ Тр-1 - НН Давыдовка 110кВ	1,50	35,70



Название	R	X
СТ Давыдовка 110кВ Тр-2 - НН Давыдовка 110кВ	1,50	35,70
Западная 110 кВ 2с - Давыдовка 110кВ	5,46	8,98
Давыдовка 110кВ - Пушкинская 110кВ	6,49	13,76
Пушкинская 110кВ - Раздольное-1 110кВ	1,88	3,88
Раздольное-1 110кВ - Отп на Кипарисово 110кВ	2,22	3,89
Отп на Кипарисово 110кВ - Кипарисово 110кВ	0,01	0,01
Отп на Кипарисово 110кВ - Западная 110 кВ 2с	5,17	8,87
Уссурийск-1 110кВ - СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1	0,80	35,50
Уссурийск-1 110кВ - СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2	0,80	35,50
СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1 - СН Уссурийск-1 110кВ	0,80	
СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2 - СН Уссурийск-1 110кВ	0,80	
СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-1 - НН Уссурийск-1 110кВ	0,80	22,30
СТ Уссурийск-1 110кВ Тр-2 - НН Уссурийск-1 110кВ	0,80	22,30
Тереховка 110кВ - Уссурийск-1 110кВ	5,48	9,39
Раздольное-2 110кВ - Тереховка 110кВ	5,05	8,66
Раздольное-1 110кВ - Раздольное-2 110кВ	0,20	0,34
Уссурийск-1 110кВ - АТЭЦ 110 кВ	10,21	25,42
Оп 1 на ПС Парковая - Парковая 110кВ	0,05	0,08
Оп 2 на ПС Парковая - Парковая 110кВ	0,05	0,08
Парковая 110кВ - НН Парковая 6кВ	4,38	86,70
Парковая 110кВ - НН Парковая 6кВ	4,38	86,70
Отп 2 на ПС Де-Фриз - Оп 1 на ПС Парковая	1,41	2,44
Оп 2 на ПС Парковая - Де-Фриз 110кВ	1,41	2,44
Отп 1 на ПС Де-Фриз - Де-Фриз 110кВ	2,81	4,81

Таблица 45 – Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	x	X2	X0	E
1	АТЭЦ Г5	6	0,179	0,218	0,306	10,4
2	АТЭЦ Г6	7	0,179	0,218	0,306	10,4
3	Уссурийск-1 110кВ	35	0,306	0,306	0,306	110

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (42)$$

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

$k_{y\delta}$  – ударный коэффициент, выбирается исходя из удалённости расчётной точки и класса напряжения.

Таблица 46 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Парковая

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{ПО}}^{(2)}$ , кА	$I_{\text{ПО}}^{(1)}$ , кА	$k_{y\delta}$	$i_{y\delta}$ , кА
1	2	3	3	4	5
ВН ПС Парковая	4,85	2,39	1,67	1,8	8,73
НН ПС Парковая	20,78	10,36	10,36	1,94	40,31

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

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В данном разделе рассматривается выбор электрических аппаратов, установленных на подстанции.

### 5.1 Однолинейная схема и конструктивное исполнение ПС 110 кВ Парковая

Выбранная схема ОРУ - №4Н (Два блока линия – трансформатор) [30]. К данной ПС подходит две линии на 110 кВ. Данная схема обладает высокой надёжностью и относительно низкой стоимостью, поэтому имеет широкое распространение в сетях напряжением 35-110 кВ. Так как наша подстанция присоединена к сети 110 кВ отпайками и не требует транзита мощности, выбранный вариант обоснован.

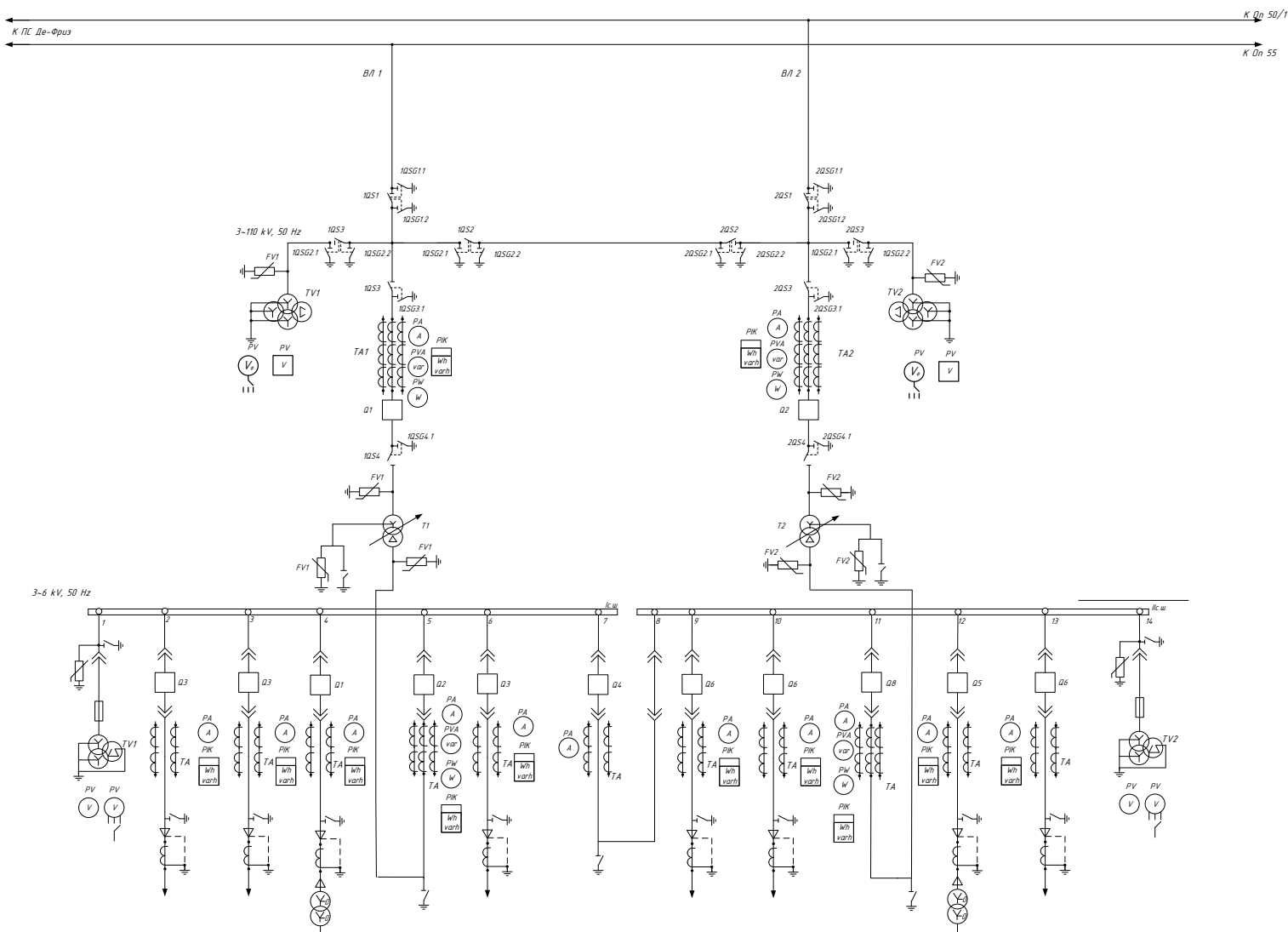


Рисунок 15 – Однолинейная схема ПС 110/6 кВ Парковая

Для стороны 6 кВ выберем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-80-10Н, используемое в сетях с промышленной частоты 50,60 Гц, с напряжением 6-10 кВ и рассчитано на токи 630 – 4000 А.

Таблица 47 – Основные параметры шкафа КРУ-СЭЩ-80-10Н

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	102
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

## 5.2 Выбор и проверка выключателей

### 5.2.1 Расчет выключателей для ОРУ 110 кВ

Согласно схеме подстанции, на стороне 110 кВ устанавливаются два выключателя в цепи силового трансформатора.

К установке на подстанции будем выполнять проверку элегазовых выключателей. Конструктивно, элегазовые высоковольтные выключатели выполняются баковыми или колонковыми. Предлагается использовать колонковые выключатели марки ВГП-110.

Необходимо провести проверку данного выключателя на соответствие необходимым требованиям [12].

Максимальный утяжелённый ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\max \text{ВН}\Sigma} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (43)$$

$$I_{\max \text{ВН}\Sigma} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,5 \text{ А},$$

Время момента размыкания контактов выключателя:

$$\tau = t_{c3.min} + t_{ce}, \quad (44)$$

где  $t_{c3.min}$  - минимальное время срабатывания релейной защиты,

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

$$\tau = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ с},$$

Ток в момент размыкания контактов выключателя:

$$I_{nr} = \gamma \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (45)$$

где  $\gamma$  - коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ, принимаем равным 0,6.

$$I_{nr} = 0,6 \cdot 4,85 = 2,91 \text{ кА},$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (46)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимаем равной 0,15.

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,85 \cdot e^{-\frac{0,048}{0,15}} = 5 \text{ кА},$$

Для рассматриваемого к установке высоковольтного выключателя, определим номинальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100}, \quad (47)$$

где  $\beta$  - номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, 23 %;

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{23}{100}\right) = 34,79 \text{ кА},$$

Для проверки на термическую стойкость необходимо определить тепловой импульс тока КЗ:

$$W_K = I_{\text{П0}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (48)$$

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

Время отключения (время действия тока КЗ):

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.выкл}}, \quad (49)$$

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

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

$$W_K = 4,85^2 \cdot (0,058 + 1 + 0,15) = 28,42 \text{ кА}^2\text{с},$$

На шинах напряжением 110 кВ выбираем выключатели марки ВГП-110-20/2500 УХЛ1.

Таблица 48 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГП- 110-20/2500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные для	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{max} = 112,5$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{Пт} = 2,91$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{Пт}$ ,
$i_{аном} = 34,79$ кА	$i_{ат} = 5$ кА	$i_{аном} \geq i_{ат}$
$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{ПО} = 4,85$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$ ,
$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 8,73$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{кном} = 4800$ кА <sup>2</sup> / с	$B_{к} = 28,42$ кА <sup>2</sup> / с;	$B_{к} \leq B_{кном}$

Выключатель подходит по всем требуемым параметрам.

### 5.2.2 Расчет выключателей для КРУ 6 кВ

Расчет выключателей для КРУ 6 кВ проводится аналогично предыдущему.

Проведём выборы выключателей для:

- Вводной ячейки - ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-6-31,5/2000УХЛ1;
- Секционный выключатель - ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-6-31,5/1000УХЛ1;
- Ячейки отходящих линий - ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-6-31,5/630УХЛ1.

Выбор выключателей на стороне 6 кВ сведем в таблицу 49

Таблица 49 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей ВВУ-СЭЩ

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной выключатель	Секционный выключатель	Отходной выключатель	
$U_{ном} = 6$ кВ	$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000, 1000, 630$	$I_{max(нн)} = 1960$ А	$I_{max(нн)} = 980$ А	$I_{max(нн)} = 326,67$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{откл.ном} = 31,5$ кА	$I_{Пт} = 12,5$ кА	$I_{Пт} = 12,5$ кА	$I_{Пт} = 12,5$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$
$i_{аном} = 54,79$ кА	$i_{ат} = 21,33$ кА	$i_{ат} = 21,33$ кА	$i_{ат} = 21,33$ кА	$i_{аном} \geq i_{ат}$

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной выключатель	Секционный выключатель	Отходной выключатель	
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,78 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,78 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,78 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,31 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{кном} = 4200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 521,62 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 521,62 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 521,62 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq B_{кном}$

Так как расчетные значения не превышают каталожных данных к установке принимаем вакуумные выключатели входящие в комплектные распределительные ячейки КРУ-СЭЩ-80-10Н для входной ячейки, ячейки секционного выключателя и ячейки отходящей линии.

### 5.3 Выбор и проверка разъединителей и заземляющих ножей

Разъединитель - это коммутационное оборудование, предназначенное для проведения коммутации цепей находящихся в обесточенном состоянии или имеющих незначительный ток. Разъединитель содержит подвижные и неподвижные контакты, находящиеся на изоляторах, они служат для создания видимого разрыва. Разъединители применяют для обеспечения безопасности во время осмотра или ремонта на отключённых участках.

Алгоритм выбора разъединителя похож на алгоритм выбора выключателя, но проверка отключающей способности не проводится, так как он не используются для коммутации цепей под нагрузкой [12].

Для ОРУ выбираем разъединитель марки РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1 - разъединитель горизонтально поворотного типа производства "Группа компаний Электрощит", на номинальное напряжение 110 кВ, с номинальным током 1250 А.

Выполним проверку разъединителя, результат занесен в таблицу 50.



Таблица 50 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{max} = 112,5$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 8,73$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{кном} = 2976$ кА <sup>2</sup> / с	$B_{к} = 28,42$ кА <sup>2</sup> / с;	$B_{к} \leq B_{кном}$

Таблица 51 – Сравнение каталожных и расчетных данных для заземляющего ножа ЗОН-110М-1 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400$ А	$I_{max} = 112,5$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 15,75$ кА	$i_{уд} = 8,73$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_{кном} = 119,1$ кА <sup>2</sup> / с	$B_{к} = 28,42$ кА <sup>2</sup> / с;	$B_{к} \leq B_{кном}$

## 5.4 Выбор трансформаторов тока

### 5.4.1 Выбор трансформаторов тока для ОРУ 110 кВ

Трансформатор тока – это трансформатор, предназначенный для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения. Первичной обмоткой трансформатора тока является проводник с переменным током цепи, а ко вторичной подключаются устройства релейной защиты и измерительные приборы.

Выбор осуществляется по номинальному напряжению, токам первичной и вторичной цепей, электродинамической, термической стойкости токам КЗ [12].

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

Перед выбором трансформатора тока необходимо определить марку и длину соединительного кабеля, а, также число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Примем к установке алюминиевый кабель КВВГ с сечением жилы 4 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление кабеля рассчитывается по формуле:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (50)$$

где  $\rho$  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:

$$z_{2\text{доп}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (51)$$

где  $r_{\text{приб}}$  - сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$  - сопротивление соединительного кабеля;

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

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (52)$$

где  $S_{приб}$  - мощность приборов;

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

$$r_{приб} = \frac{1,6}{5^2} = 0,068 \text{ Ом},$$

Примем к установке трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1. Приборы, подключаемые к трансформатору тока, приведены в таблице 52.

Таблица 52 - Приборы, подключаемые к ТОГФ-110 УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
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 и РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,6	1,6	1,6

Сопротивление:

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

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора тока приведены в таблице 48.

Таблица 53 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ТТ ТОГФ-110 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 150 \text{ А}$	$I_{max} = 112,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,59 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$B_{\text{кном}} = 4800 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_{\text{к}} = 28,42 \text{кА}^2 / \text{с};$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{кном}}$

Трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

#### 5.4.2 Выбор трансформаторов тока для КРУ 6 кВ

Проведём выборы ТТ для КРУ 6 кВ:

- Вводной ячейки - ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/2000/5 УХЛ;
- Секционный выключатель- ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/1000/5 УХЛ;
- Ячейки отходящих линий - ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/400/5 УХЛ.

Результаты расчёта и сравнения условий для выбора трансформатора тока приведены в таблице 54.

Таблица 54 - Приборы, подключаемые к ТОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ1.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
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 и РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,6	1,6	1,6

Таблица 55 – Сравнение каталожных и расчётных данных для ТОЛ-СВЭЛ-10 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной ТТ	Секционный ТТ	Отходной ТТ	
$U_H = 6 \text{кВ}$	$U_H = 6 \text{кВ}$	$U_H = 6 \text{кВ}$	$U_H = 6 \text{кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000; 1000; 400 \text{А}$	$I_{\text{max(нн)}} = 1960 \text{А}$	$I_{\text{max(нн)}} = 980 \text{А}$	$I_{\text{max(нн)}} = 327 \text{А}$	$I_P \leq I_H$

Каталожные данные	Расчетные данные			Условия выбора
	Вводной ТТ	Секционный ТТ	Отходной ТТ	
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,59 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,59 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,59 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$B_{\text{кном}} = 4200 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 521,62 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 521,62 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 521,62 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq B_{\text{кном}}$

Трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

## 5.5 Выбор трансформаторов напряжения

### 5.5.1 Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ

Трансформаторы напряжения применяются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, подстанционной автоматики и аппаратов релейной защиты.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для проверки на соответствие классу точности необходимо определить расчётную нагрузку [12].

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

Таблица 56 – Вторичная нагрузка ТН на ВН 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В·А	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ-3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ-3021	2	7,5	15
Ваттметр	СР-3021	2	5	10
Варметр	СТ-3021	2	5	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	2	1	2
Итого				47

Расчётная нагрузка:

$$S_{2\text{расч}} = 47 \text{ ВА},$$

Условие для проверки на допустимую мощность вторичной обмотки:

$$S_{2\text{расч}} \leq S_{\text{ном}}, \quad (53)$$

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

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

Таблица 57 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ЗНГ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_P = 47 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Трансформатор напряжения удовлетворяет условиям выбора и проверки.

### 5.5.2 Выбор трансформаторов напряжения для КРУ 6 кВ

Для трансформатора напряжения на НН расчёт и сравнение выполняется аналогично ВН 110 кВ.

Мощность приборов, подсоединённым к трансформаторам напряжения на стороне НН 6 кВ:

Таблица 58 – Вторичная нагрузка ТН на НН 6 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В·А	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ-3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ-3021	2	7,5	15

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В·А	Суммарная мощность, В·А
Ваттметр	СР-3021	2	5	10
Варметр	СВ-3021	2	5	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	10	1	10
Итого				55

Расчётная нагрузка:

$$S_{2\text{расч}} = 55 \text{ ВА},$$

Примем к установке на НН 6 кВ трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6

Таблица 59 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ЗНОЛ-СЭЩ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 55 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Трансформатор напряжения удовлетворяет условиям выбора и проверки.

## 5.6 Выбор и проверка токоведущих частей

### 5.6.1 Выбор и проверка токоведущих частей для ОРУ 110 кВ

В ОРУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС [12].

Расстояние между фазами при использовании гибких шин достаточно большое. Для сборных шин такие расстояния принимаются равными: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м [30]. Следовательно, силы взаимодействия между фазами низкие. Также ток КЗ невелик, что говорит

нам об исключении вероятности схлёстывания фаз, поэтому расчет на электродинамическое действие для гибких шин не производим.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}, \quad (54)$$

$$375 \geq 112,5,$$

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 110 кВ – АС-120/19

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (55)$$

-гибкие шины из провода АС:  $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{49,16 \cdot 10^6}}{90} = 77,93 \text{ мм}^2,$$

$q_{\text{мин}} < q$  и выбранное сечение подходит по термической стойкости.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{эквр}}}} \right), \quad (56)$$

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



$r_{\text{эквпр}}$  - радиус провода (см), для проводов АС-120/19 он равен 1,2 см.

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

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{эквпр}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эквпр}}}}, \quad (57)$$

где  $U$  - номинальное напряжение (кВ);

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

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (58)$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 110 кВ данное расстояние равно 5,04 м.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 5,04 = 6,35 \text{ м},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,678 \cdot \lg \left( \frac{635}{1,2} \right)} = 21,1 \frac{\text{кВ}}{\text{см}},$$

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

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (59)$$

$$1,07 \cdot 21,1 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$22,577 \leq 28,47,$$

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

#### 5.6.2 Выбор и проверка токоведущих частей для КРУ 6 кВ

По допустимому току выбираем однополосную алюминиевую шину АДЗ1Т1 прямоугольного сечения 100x8:

$$q = 800 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{\text{maxHH}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (60)$$

$$1587 \leq 1625 \text{ – условие выполняется.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (61)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{81,2 \cdot 10^6}}{90} = 100,12 \text{ мм}^2,$$

$q_{\min} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (62)$$

$$J = \frac{100 \cdot 8^3}{12} = 43 \text{ см}^4,$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (63)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц},$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{43}{8}} = 2,008 \text{ м}^2,$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м},$$

Принимаем  $l = 1,35 \text{ м}$ .

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (64)$$

$a$  – расстояние между фазами для 6 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40310^2}{0,22} = 1279,27 \text{ Н / м},$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (65)$$

$$W_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (66)$$

$$W_{\phi} = \frac{100 \cdot 8^2}{6} = 106,6 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{1279,27 \cdot 1,35^2}{10 \cdot 106,6} = 2,18 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}, \quad (67)$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 20 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

## 5.7 Выбор и проверка изоляторов

### 5.7.1 Выбор и проверка изоляторов для ОРУ 110 кВ

К установке на ОРУ 110 кВ принимаем изоляторы П-70Е по 9 штук в гирлянде. Подвесные изоляторы предназначены для крепления и изоляции проводов воздушных линий электропередачи, гибких шин открытых распределительных устройств подстанций, которые собираются в подвесные или натяжные гирлянды с определенным количеством изоляторов в зависимости от уровня напряжения.

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

### 5.7.2 Выбор и проверка изоляторов для КРУ 6 кВ

Предварительно принимаем к установке изолятор серии ИОР-10-7,5 УХЛ.

Условия выбора [12]:

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (68)$$

$$6 \leq 10;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (69)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (70)$$

$$F_{ДОП} = 4500 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (71)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \quad (72)$$

$$k_h = \frac{120 + 8 + \frac{100}{2}}{120} = 1,48;$$

$$F_{расч} = 1279,27 \cdot 1,35 \cdot 1,48 = 2556H;$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-7,5 УХЛ1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

## 5.8 Выбор ОПН

### 5.8.1 Выбор ОПН для ОРУ 110 кВ

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия [12]:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (73)$$

Принимаем первоначально ОПН-П-110/77/10/1,1 УХЛ1 по номинальному напряжению 110 кВ.

$$110кВ \geq 110кВ,$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (74)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}, \quad (75)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,04 \text{ кВ},$$

$$77 \text{ кВ} \geq 73,04 \text{ кВ},$$

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

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

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2), \quad (76)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50},$$

где -  $U_{исн50}$  50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 200 кВ.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ},$$

$$190 \leq 342,63 / (1,2) \text{ кВ},$$

$$190 \leq 285,5 \text{ кВ},$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25), \quad (77)$$

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

$$A_{вн} = (295 - 190) / 295 > 0,25,$$

$$A_{вн} = 0,36 > 0,25,$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25), \quad (78)$$

$$A_{гр} = (295 - 190) / 295 > 0,25,$$

$$A_{гр} = 0,36 > 0,25,$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.



Таблица 60 - Параметры ОПН-П-110/77/10/1,1 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-110/77/10/1,1 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	77
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	190
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,0

### 5.8.2 Выбор ОПН для КРУ 6 кВ

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}, \quad (79)$$

Принимаем первоначально ОПН-П-6/5,5/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 6 кВ.

$$6\text{кВ} \geq 6\text{кВ},$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}, \quad (80)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 6}{\sqrt{3}} = 3,98\text{кВ},$$

$$5,5 \geq 3,98 \text{ кВ},$$

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

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

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2), \quad (81)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

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

где -  $U_{исп50}$  50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 25 кВ.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 25 = 42,83 \text{ кВ},$$

$$21 \leq 42,83 / (1,2) \text{ кВ},$$

$$21 \leq 35,69 \text{ кВ},$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,15 - 0,25), \quad (82)$$

где  $U_{дон}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$$A_{\text{вн}} = (38 - 21) / 38 > 0,25,$$

$$A_{\text{вн}} = 0,45 > 0,25,$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{\text{зр}} = (U_{\text{дон}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{дон}} > (0,2 - 0,25), \quad (83)$$

$$A_{\text{зр}} = (38 - 21) / 38 > 0,25,$$

$$A_{\text{зр}} = 0,45 > 0,25,$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 61- Параметры ОПН-П-6/5,5/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П-6/5,5/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	5,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	21
Длина пути утечки, см	18
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	2,5

### 5.9 Выбор и проверка 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 [12].

Нагрузка электрооборудования на подстанции приведена в таблице.

Таблица 62 – Потребители СН

Нагрузка	cos φ	P, кВт	Q, Квар
Система охлаждения силового трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция КРУ	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	50	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	20	-
Всего		117,6	15,45

Мощность ТСН определяется следующим выражением:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} ; \quad (84)$$

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

Расчёт нагрузки ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{117,6^2 + 15,45^2} = 94,88 \text{ кВА},$$

Установим два трансформатора собственных нужд марки ТСН-100/6/0,4.

### 5.10 Выбор оперативного тока, аккумуляторных батарей и зарядно подзарядного устройства

Для питания сетей управления, автоматики, сигнализации и освещения подстанции применим СОПТ с аккумуляторной батареей типа СК [12].

Таблица 63 – Нагрузки постоянного тока

Потребитель	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А
РЗА и ПА	10	–	10	–
Аварийное освещение	–	–	6	–
Система связи	–	–	8	–
В/в выключатели	–	100	–	100
Итого	10	100	24	100

Определяем число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}; \quad (85)$$

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

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

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107;$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_A}; \quad (86)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132;$$

Определяем количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0; \quad (87)$$

$$n_{\text{доб}} = 132 - 107 = 25;$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}; \quad (88)$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда;

$$N = 1,05 \cdot \frac{124}{25} = 5,21;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера  $N = 6$ .

Предварительно принимаем батарею СК – 6.

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (89)$$

$I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток.

$$I_{Tmax} = 100 \text{ A};$$

$$46 \cdot N = 46 \cdot 6 = 276 \geq 100 \text{ A};$$

Условие выполняется, следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером СК – 6.

Выбор ЗПУ производится по необходимым значениям напряжения, тока и мощности, которые определяются исходя из первого заряда батареи.

Напряжение заряда ЗПУ:

$$U_{зар} = n \cdot 2,15 + 2, \quad (90)$$

где  $n$  – полное число элементов батареи.

$$U_{зар} = 132 \cdot 2,15 + 2 = 260 \text{ В},$$

Зарядный ток батареи типа СК-6:

$$I_{зар} = 3,75 \cdot N, \quad (91)$$

$$I_{зар} = 3,75 \cdot 6 = 22,5 \text{ А},$$

Расчётная мощность ЗПУ:

$$P_{зар} = U_{зар} \cdot (I_{зар} + I_{пост}), \quad (92)$$

$$P_{зар} = 260 \cdot (22,5 + 10) = 9,3 \text{ кВт},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

## 6 ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ 110/6 КВ ПАРКОВАЯ

### 6.1 Расчёт заземления

Заземляющее устройство электроустановки служит для соответствия уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами необходимым значениям. Используется для отвода импульсных токов в землю, создания цепи во время эксплуатации и защиты во время протекания токов короткого замыкания.

Защитное заземление подстанции – это сложная система, размеры которой определяются компоновкой электрооборудования защищаемого объекта. Обычно выполняется в виде сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды. Если это необходимо, по периметру сетки устанавливаются вертикальные электроды для соответствия значений сопротивления заземляющего электрода нормируемым [15].

Продольные пруты заземляющей сетки укладываются вдоль оборудования ОРУ, в то время как поперечные укладываются с переменным шагом ячейки поперёк оборудования, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений в метрах: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20 [26].

Сопротивление растеканию тока защитного заземления подстанции 110/6 кВ Парковая не должно превышать 0,5 Ом [15].

Определим площадь  $S$ , используемую под заземление подстанции 110/6 кВ Парковая:

$$S = 3876 \text{ м}^2,$$

Принимаем диаметр прутка для защитного заземления:  $d = 16 \text{ мм}$ .  
Сечение данного прутка составляет  $S_{\text{пр.в}} = 201 \text{ мм}^2$



Проводим проверку на термическую стойкость токам КЗ:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (93)$$

где  $I_{\text{к}}^{(3)}$  – ток трёхфазного короткого замыкания;

$t$  – время протекания тока КЗ, с;

$\beta$  – коэффициент, принимаем 21 [15].

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{4,85^2 \cdot 3}{400 \cdot 21}} = 91,6 \text{ мм}^2,$$

Сечение прошло проверку на термическую стойкость.

Проведём проверку на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (94)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника.

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \quad (95)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 1,93 \text{ мм},$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 1,93 \cdot (16 + 0,12) = 97,7 \text{ мм}^2,$$

Проведём проверку по условиям приведённым выше:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{т.с}} + F_{\text{кор}}, \quad (96)$$

$$201 \geq 91,6 + 97,7,$$

Делаем вывод о правильности выбранного сечения.

Глубину залегания горизонтальных электродов защитного заземления принимаем 0,5 метров.

Определим конструкцию заземляющей сетки. Условно поделим сторону  $d$  на целое число с шагом  $a_q = 10$  м [26].

Суммарная длина горизонтальных электродов находим по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2, \quad (97)$$

$$L = \left( \frac{3876}{10} \right) \cdot 2 = 776 \text{ м},$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{3876} = 62,3$  м,

Уточняем суммарную длину всех горизонтальных электродов данной модели:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1), \quad (100)$$

где  $m$  – число ячеек.

Число ячеек определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a}, \quad (98)$$

$$m = \frac{776}{2 \cdot 62,3} = 6,22,$$

Принимаем ближайшее значение – 7 штук.

$$L = 2 \cdot 62,3 \cdot (7 + 1) = 997 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{a_q}, \quad (101)$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 1- м;

$$n_B = \frac{4 \cdot 62,3}{10} = 23,9,$$

Округляем до ближайшего целого значения  $n_B = 24$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (102)$$

где  $\rho$ -удельное сопротивление двухслойной модели грунта, принимаем равным 950 м·м;

$A$  = коэффициент, зависящий от отношения  $\frac{I_B}{\sqrt{S}}$  и принимается равным 0,37 [26].

$$R = 95 \cdot \left( \frac{0,37}{\sqrt{3876}} + \frac{1}{776 + 25 \cdot 5} \right) = 0,39 \text{ Ом},$$

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (103)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (104)$$

где  $I_{мол}$  – ток молнии, принимается равным 40 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3876}}{(40 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,23,$$

$$R_{и} = 0,39 \cdot 1,23 = 0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 6.2 Защита от прямых ударов молнии

Расчёт молниезащиты в данной работе выполняется для нормированной зоны А, напряжения 110 кВ [26].

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

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Молниеотводы установим на линейных порталах, высота молниеотвода составит 25 м.

Высота конуса зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot h ; \quad (108)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h , \quad (109)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 ,$$

Радиус зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,85} \right) , \quad (110)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot \left( 25 - \frac{11}{0,85} \right) = 12,66 \text{ м},$$

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

$$h_{cx} = h_{\phi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L_1 - h), \quad (111)$$

Радиус зоны защиты в этом случае:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (112)$$

Для молниеотводов, стоящих на расстоянии 80 метров:

$$r_{c0} = r_0 \left(1 - \frac{0,2(L_1 - 2h)}{h}\right), \quad (113)$$

Для молниеотводов, стоящих на расстоянии 30 и 45 метров:

$$r_{c0} = r_0, \quad (113)$$

Расчёт точек гребня для молниеотводов, стоящих на расстоянии 80,30 и 45 м соответственно:

$$h_{cx1} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(80 - 25) = 12 \text{ м},$$

$$h_{cx2} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(30 - 25) = 20,36 \text{ м},$$

$$h_{cx3} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(45 - 25) = 17,7$$

Расчёт радиуса зон защиты на уровне защищаемого объекта для молниеотводов, стоящих на расстоянии 80,30 и 45 м соответственно:

$$r_{cx1} = \frac{26,25 \cdot (12 - 11)}{12} = 3,5 \text{ м,}$$

$$r_{cx2} = \frac{26,25 \cdot (20,36 - 11)}{20,36} = 12,07 \text{ м,}$$

$$r_{cx3} = \frac{26,25 \cdot (17,7 - 11)}{17,7} = 10 \text{ м,}$$

Расчёт радиуса зон защиты на уровне земли для молниеотводов, стоящих на расстоянии 80,30 и 45 м соответственно:

$$r_{c01} = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{0,2(60 - 25)}{25}\right) = 18,9 \text{ м,}$$

$$r_{c02} = 26,25 \text{ м,}$$

$$r_{c03} = 26,25 \text{ м,}$$

План молниезащиты подстанции находится в графической части выпускной квалификационной работы.

Таблица 64 – Расчет молниезащиты ПС Парковая

Пара молниеотводов	$L$ (м)	$h$ (м)	$h_{эф}$ (м)	$h_{cx}$ (м)	$r_0$ (м)	$r_x$ (м)	$r_{cx}$ (м)
1 - 2	30	25	21,25	20,36	26,25	12,66	12,07
1 - 3	80	25	21,25	12	26,25	12,66	3,5
3 - 4	45	25	21,25	17,7	26,25	12,66	10

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРА

Релейная защита силового трансформатора должна обеспечивать защиту от ненормальных и опасных режимов:

- Перегрузка по одной или трем фазам, приводящим к повышению тока, проходящего через обмотки,
- Замыкание на землю или на нейтраль одного или всех выводов трансформатора с высокой или низкой стороны,
- Межфазные замыкания внутри обмоток и со стороны выводящих шин,
- Замыкания внутри обмоток трансформатора.

Для защиты силовых трансформаторов при повреждениях и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты:

- Дифференциальная защита - для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов;
- Токовая отсечка мгновенного действия - для защиты трансформаторов при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;
- Газовая защита - для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;
- Максимальная токовая или максимальная токовая направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательностей, максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения, дистанционная защита – для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении как самого трансформатора, так и других связанных с ним элементов;
- От замыкания на корпус;



– От перегрузки.

### 7.1 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора будет выполнена с применением устройства микропроцессорной защиты Сириус-ТЗ. Для расчёта его параметров необходимо определить коэффициенты трансформации ТТ, установленных на всех сторонах защищаемого силового трансформатора [23].

Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого силового трансформатора сведём в таблицу.

Таблица 65 - выбор ТТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	80	1400
Коэффициент трансформации ТТ	$K_t$	100/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном2} = \frac{I_{ном}}{K_t}$	4,0	4,67
Размах регулирования РПН, %	16		

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбор уставки ДЗТ-1:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} k_{нб} I_{кЗвнешМАХ*} \quad (15)$$

где  $I_{диф} / I_{ном}$  - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

$k_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $k_{НБ} = 0.7$ ;

$I_{КЗвнешмакс}$  - максимальный ток внешнего КЗ приведённый к стороне ВН.

$$I_{КЗвнешмакс} = \frac{I_{ПОНН}^{(3)}}{K_t} \quad (15)$$

$$I_{КЗвнешмакс} = \frac{20780}{115 / 6,6} = 1192,6 \text{ А}$$

Относительное значение максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{КЗвнешмакс}^* = \frac{I_{КЗвнешмакс}}{I_{НОМ}} \quad (15)$$

$$I_{КЗвнешмакс}^* = \frac{1192,6}{80} = 14,9$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 14,9 = 12,52$$

Принимаем ближайшую большую величину уставки  $I_{ДИФ} / I_{НОМ} = 12,6$ .

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{ДИФ} = 12,6 \cdot 80 = 1008 \text{ А}$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 16. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН.

Базовая уставка  $I_{\text{дл}}/I_{\text{НОМ}}$  определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку  $I_{\text{дл}}/I_{\text{НОМ}} = 0,3$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) I_{\text{СКВ}}, \quad (16)$$

где  $k_{\text{ПЕР}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2;

$k_{\text{ОДН}}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$  - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$  - сквозной ток.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) I_{\text{СКВ}} = 0,4 I_{\text{СКВ}}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}, (17)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,4 I_{СКВ} = 0,52 I_{СКВ},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (18)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{отс} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (19)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,8 = 65 \%.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (20)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,461$$

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12-15%.

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

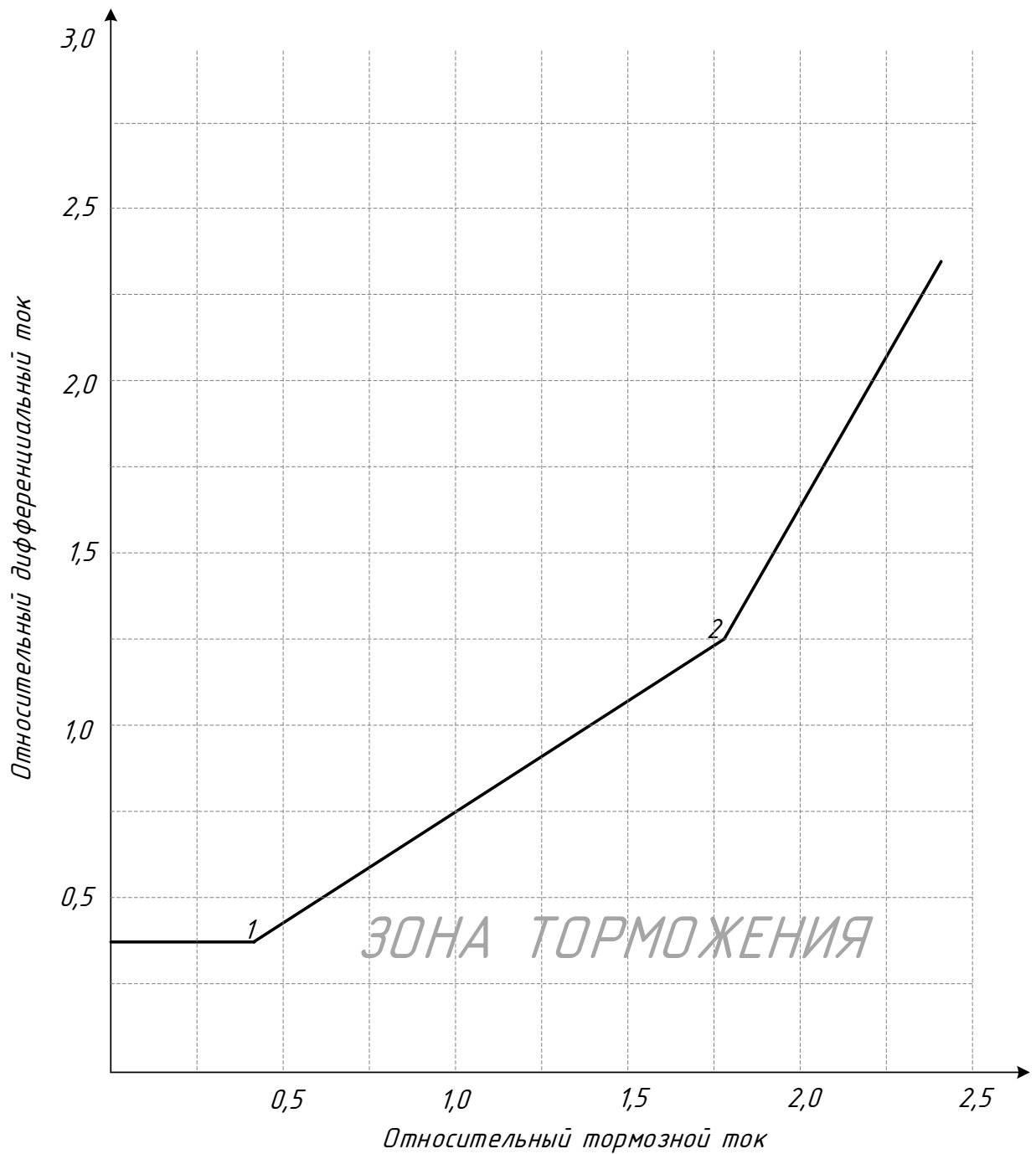


Рисунок 16 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-Т»

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\text{д1}}/I_{\text{НОМ}}$ ), а уставка по времени порядка

нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{01}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с}$$

## 7.2 Максимальная токовая защита

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах [23].

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

### 7.2.1 Расчёт уставок МТЗ-1

Уставка токового органа МТЗ-1 равно:

$$I_{ТО} = k_{ОТС} \cdot I_{КЗвнеш\max} \quad (21)$$

где  $k_{ОТС}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,3;

$$I_{ТО} = 1,3 \cdot 1192,6 = 1550,4 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot k_{CX}}{K_{TT.BH}} \quad (21)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{1550,4 \cdot 1}{100 / 5} = 77,52 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания  $I_{CP.TO} = 77,53 \text{ А}$ .

Действительный ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.BH}}{k_{CX}} \quad (21)$$

$$I_{TO} = \frac{77,53 \cdot 100 / 5}{1} = 1550,6 \text{ А}$$

Данная токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, следовательно, время срабатывания принимается равным 0,1 с.

### 7.2.2 Расчёт уставок МТЗ-2

Необходимо найти максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{нагр. макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (21)$$

$$I_{p.\max} = \frac{16500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 82,84 \text{ А}$$

Ток срабатывания МТЗ-2:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап.}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (21)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап.}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{MT3} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,95} \cdot 82,84 = 104,64 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2:

$$I_{CP.MT3} = \frac{I_{MT3} \cdot k_{CX}}{K_{TT.BH}} \quad (21)$$

$$I_{CP.MT3} = \frac{104,64 \cdot 1}{100 / 5} = 5,232 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания  $I_{CP.MT3} = 5,24 \text{ А}$ .

Время срабатывания принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t \quad (22)$$

$$t_{MT3} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$



### 7.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора [23].

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{ном2} \quad (23)$$

где  $k_{ОТС}$  - коэффициент отстройки защиты от перегрузки, принимается равным 1,05;

$k_B$  - коэффициент возврата токового реле;

$I_{ном2}$  - номинальный ток вторичной стороны трансформатора;

$$I_{ПЕР.ВН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4 = 4,565 \text{ А}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,67 = 5,33 \text{ A}$$

Время срабатывания защиты от перегрузок выбирается большим чем время срабатывания остальных защит.

$$t_{\text{ПЕР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t \quad (22)$$

$$t_{\text{ПЕР}} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Объекты энергетики, по степени воздействия на окружающую среду, относятся к числу наиболее негативно отражающихся на биосфере. В связи с этим несоблюдение требований эксплуатации может привести к таким негативным последствиям как: материальные убытки, нарушение электроснабжения, гибель людей, техногенные катастрофы. В выпускной квалификационной работе (Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением ПС Парковая) будут рассмотрены такие пункты как: безопасность, экологичность, чрезвычайные ситуации.

### 8.1 Безопасность

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.

2. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/.

3. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.

4. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ от 28 октября 2020 года N 753н.

5. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок [1]:

1. Осмотры действующих электроустановок могут проводиться одним работником из числа дежурного персонала, имеющего группу доступа не ниже 3.

2. Оперативные переключения должен выполнять оперативно-ремонтный или оперативный персонал, по распоряжению вышестоящего дежурного персонала. Распоряжение может быть передано по телефону, радио трубке, устно с внесением в оперативный журнал.

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

- вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

- отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

- работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже:

- профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

- проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

- электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

- работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть

закреплен распоряжением за опытным работником.

Безопасность при работах в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкаткой тележке выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо:

- выкатить ее в ремонтное положение;
- шторы отсека, в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок;
- вывесить соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать;
- вывесить плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании необходимо:

- выкатить тележку выключателя в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок;

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

Основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

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

отключением электрооборудования.

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

Безопасность при эксплуатации трансформатора:

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

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

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20%.

## **8.2 Экологичность**

При создании и эксплуатации реакторной установки должны быть приняты меры по охране и рациональному использованию земельных ресурсов, охране водных ресурсов, защите растительности и фауны наземных экосистем, меры по снижению негативного воздействия на местный климат, меры в социальной сфере, мероприятия по организации мониторинга

взаимосвязи объекта с окружающей средой. окружающей среды, а также заключения о соответствии принятых решений действующему природоохранному законодательству Российской Федерации.

Конструктивные технические решения при проектировании и реконструкции ПС должны соответствовать действующим в настоящее время нормативам окружающей среды.

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

Необходимость строительства шумозащитных сооружений определяется на основании акта натуральных замеров шума от действующих трансформаторов (реакторов) в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, расположенных на территории РУ.

При размещении РУ в местах массового гнездования и местах остановки перелетных птиц во время полетов, для предотвращения их гибели необходимо прикрыть отверстия полых железобетонных опор сетками или оголовьями, а также установить на порталах и опорах отходящих линий до 330 кВ, специальные ограждения от птиц [1].

Расчет шума, создаваемый трансформаторами:

На проектируемой ПС 110 кВ Парковая планируется установка трансформатора ТДН-16000/110 [9]. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 48.

Таблица 66 – Параметры трансформатора ТДН-16000/110

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, кг		Габариты, мм		
		полная	масла	А	Б	Н
1	2	3	4	5	6	7
ТДН-16000/110	16	42500	12800	5845	3570	5470

В расчетах принимаем наиболее жесткие требования допустимых уровней шума, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00

часов [16].

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

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности  $L_{PA}$  составляет ( $S_{ном} = 16$  МВА,  $U_{ном} = 110$  кВ): 88 дБА.

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (124)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (125)$$

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).

Для определения минимального расстояния от источников, расположенных на подстанции, до границы жилых домов по формуле необходимо сделать следующие допущения:

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



$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (126)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

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

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,188} = 91 \text{ дБА.}$$

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DV_{L_A}$ , тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (125) можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (127)$$

Решив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} \quad (128)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-45)}}{2\pi}} = 79,7 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{\text{сзз}}$  санитарно-защитная зона по шуму.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице [1].

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м, если масса масла в трансформаторе менее 50 т. При массе масла трансформатора более 20 т маслоприёмник выполняется с отводом масла и с маслосборником. Объем такого маслоприёмника должен быть рассчитан на вмещение всего масла трансформатора.

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

Маслоотвод может выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Основное условие, которое должно выполняться: маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Габариты маслоприемника будут равны:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \quad (129)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м.

$$B = 5,84 + 2 \cdot 1,5 = 8,84 \text{ м.}$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \tag{130}$$

где  $B$  – ширина трансформатора, м.

$$Г = 8,84 + 2 \cdot 1,5 = 11,84 \text{ м.}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = B \cdot Г. \tag{131}$$

$$S_{МП} = 8,84 \cdot 11,84 = 104,68 \text{ м}^2.$$

Определяем глубину маслоприемника. Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \tag{132}$$

где  $h_{Г}$  – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ, равным 0,3 м;

$h_{В}$  – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ, примем равным 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·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$  рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (133)$$

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} \quad (134)$$

$$V_{TM} = \frac{12800}{880} = 14,54 \text{ м}^3$$

$$h_{TM} = \frac{14,54}{58,08} = 0,25 \text{ м.}$$

$h_{H_2O}$  рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}. \quad (135)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (136)$$

где  $I=0,2$  л/с м<sup>2</sup> – секундный расход воды;

$t=30$  мин =1800с.

$S_{БПТ}$  – площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) \quad (137)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 5,47 \cdot (5,84 + 3,57) = 102,94 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (58,08 + 102,94) = 46,37 \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{46,37}{58,08} = 0,8 \text{ м.}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,3 + 0,1 + 0,25 + 0,8 = 1,45 \text{ м.}$$

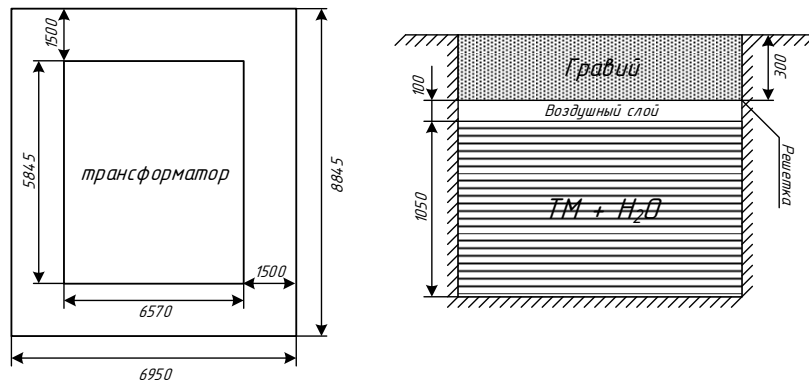


Рисунок 17 – Эскиз маслоприемника

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией - обстановка, складывающаяся на определенной территории в результате аварии, природного явления, создающая опасность, катастрофы, которая может привести к человеческим жертвам, ущербу жизни и здоровью людей или окружающей среде, значительным материальным потерям.

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные меры обеспечения пожарной безопасности.

Пожарная опасность электроустановок связана с использованием горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и др. Причинами возгорания могут быть электрические искры, дуги, короткое замыкание и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и устройств.

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения.

Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях.

Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории.

Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг . В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м<sup>2</sup> .

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е (пожар, связанный с горением электроустановок).

На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП - Е. В комплектацию щита входят: огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9, крюк с деревянной рукояткой, комплект для резки электропроводов, асбестовое полотно, совковая лопата, ящик с песком.

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами открытых площадок, где возможен разлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м<sup>2</sup> должно приходиться 0,5 м<sup>3</sup> песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м<sup>3</sup> песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрено развитие электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Парковая.

В ходе выполнения ВКР были выполнены следующие поставленные задачи:

- смоделирован эквивалент существующей электрической сети района проектирования;

- рассчитан и проанализирован существующий нормальный и послеаварийный режимы;

- спрогнозировано возрастание нагрузок на существующем электрооборудовании;

- рассчитан и проанализирован перспективный нормальный и послеаварийный режимы;

- разработаны варианты реконструкции сети, в связи с подключением новой нагрузки;

- согласно технико-экономическому анализу, был выбран один вариант, удовлетворяющий предъявляемым требованиям;

- разработано решение по снижению нагрузочной плотности тока;

- рассчитан ток короткого замыкания на шинах ВН и НН ПС Парковая;

- выбрано необходимое оборудование для новой ПС;

- разработано заземление и молниезащита ПС;

- произведён расчёт уставок основных релейных защит трансформатора;

- обоснована безопасность и экологичность решения.

В итоге был выбран вариант развития сети, в рамках которого подстанция 110/6 кВ Парковая подключается отпайками между Оп 50/1, Оп 55 и ПС 110 кВ Де-Фриз. Выбор был сделан на основании расчета укрупнённых экономических показателей. Также был разработан вариант



развития сетей в районе проектирования для соответствия сети района проектирования стандартам по нагрузочной плотности тока.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева С.С. Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 164 с.
2. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб. метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9036.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf) (дата обращения 01.04.2023).
3. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294836/4294836274.pdf> (дата обращения 23.04.2023).
4. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
5. ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST77462001Transformator.html> (дата обращения 21.02.2023).
6. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294820/4294820743.pdf> (дата обращения 02.05.2023).
7. ГОСТ Р 50571.17-2000: электроустановки зданий / Часть 4: требования по обеспечению безопасности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/gostr%2050571.17-2000.pdf> (дата обращения 02.05.2023).

8. ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004). Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.
9. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.04.2023).
10. Идельчик В. И. Электрические системы и сети [Текст]: учеб. / В. И. Идельчик. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 588 с.
11. Казакул, Алексей Александрович. Электротехнические расчеты при проектировании ЭЭС с использованием ПВК [Электронный ресурс] : метод. указания по выполнению курс. работы по дисц. "Алгоритмы задач электроэнергетики" / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 63 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7064](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7064) (дата обращения 04.04.2023).
12. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013 - 201 с. [https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7023.pdf](https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7023.pdf) (дата обращения 07.05.2023).
13. Неклепаев, Б.Н. [Текст]: Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
14. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> (дата обращения 06.04.2023).
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL:

[http://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/7/7177/index.php](http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php) (дата обращения 02.12.2013).

16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

17. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534> (дата обращения 15.05.2023).

18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

19. Приказ Минэнерго РФ от 03.08.2018 N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 29.08.2018 n 52023).

20. Приказ Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326"Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

21. РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

22. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

23. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9689.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

24. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7062.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf) (дата обращения 06.04.2023).

25. Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/11781.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11781.pdf)(дата обращения 06.04.2023).

26. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Издво Амур.гос. ун-та, 2015. - 191 с. [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf) (дата обращения 15.04.2023).

27. Савина, Наталья Викторовна. Электрические сети в примерах и расчетах [Текст] : учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, Л. Н. Дудченко ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 1999. - 238 с.

28. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

29. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.

30. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

31. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

32. Электротехнический справочник: В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание. – 2017. – 964 с. – ISBN 978- 5-383- 01205-5 - Текст: электронный // ЭБС "Консультант студента": [сайт]. - URL: <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012055.html> (дата обращения 06.04.2023).

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Схемы потокораспределения в ПВК RastrWin3

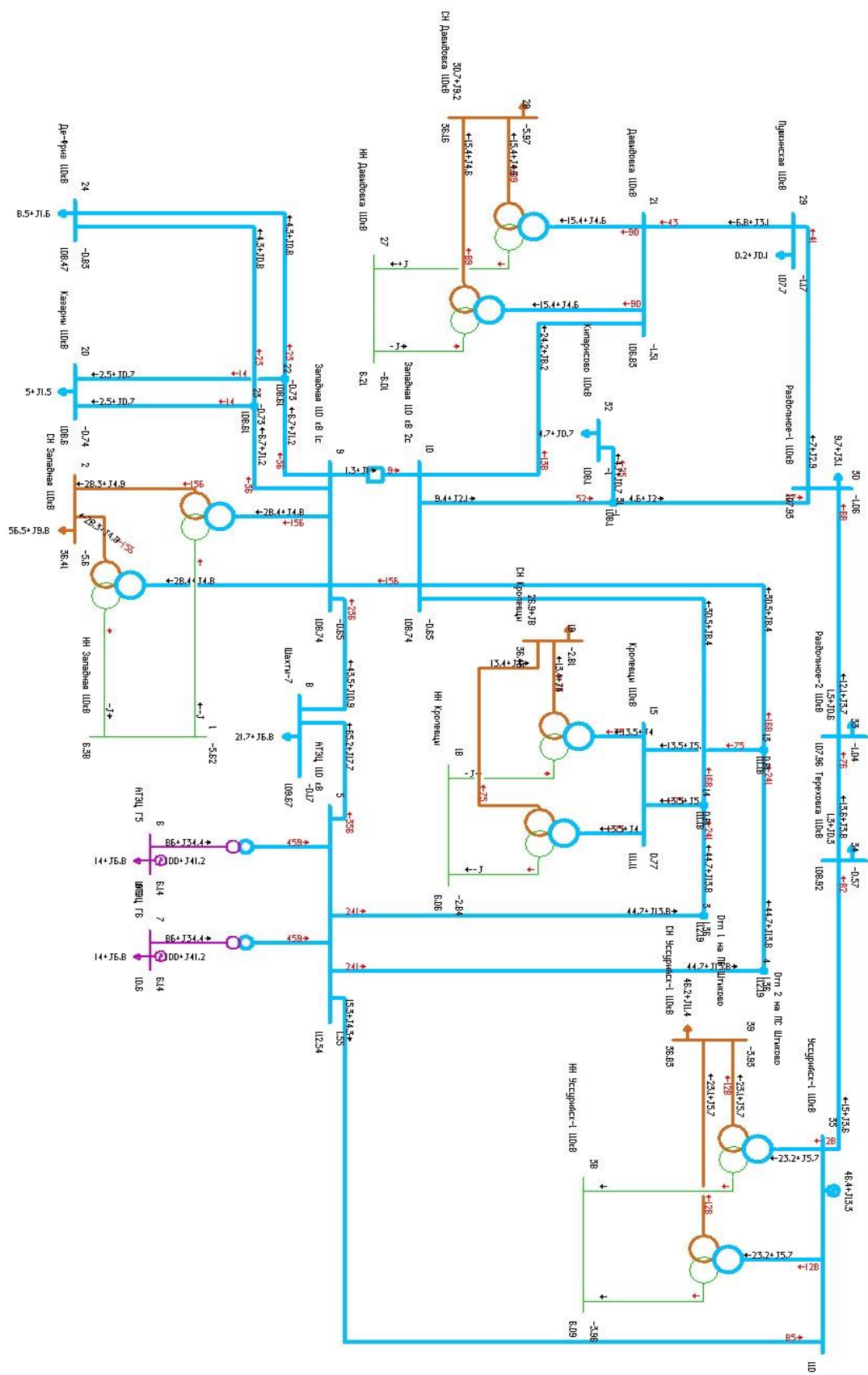


Рисунок А.1 – Эквивалент моделируемого участка в нормальном режиме







# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

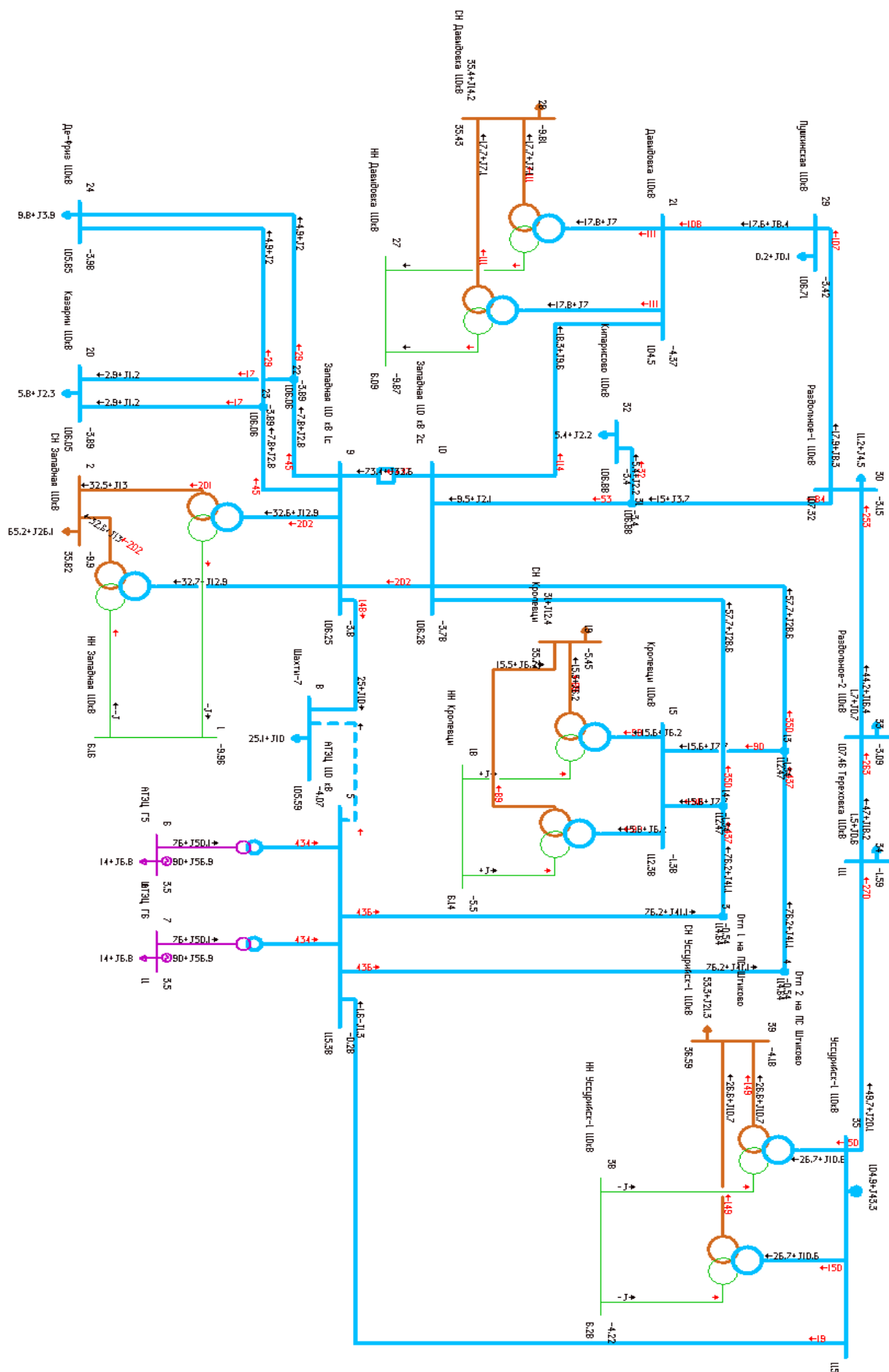


Рисунок А.4 – Послеаварийный режим с перспективными нагрузками

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

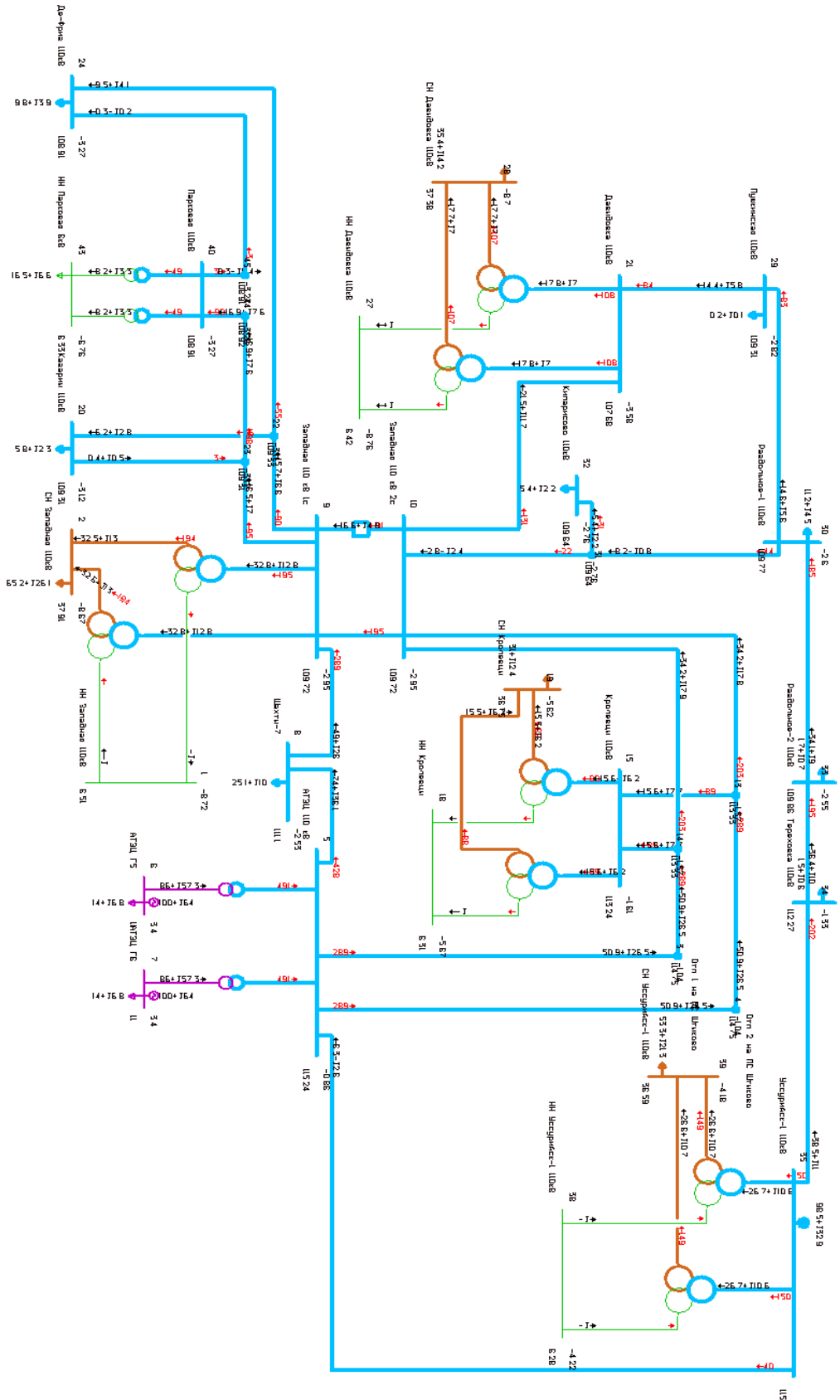


Рисунок А.5 – Нормальный режим второго варианта подключения ПС

Парковая

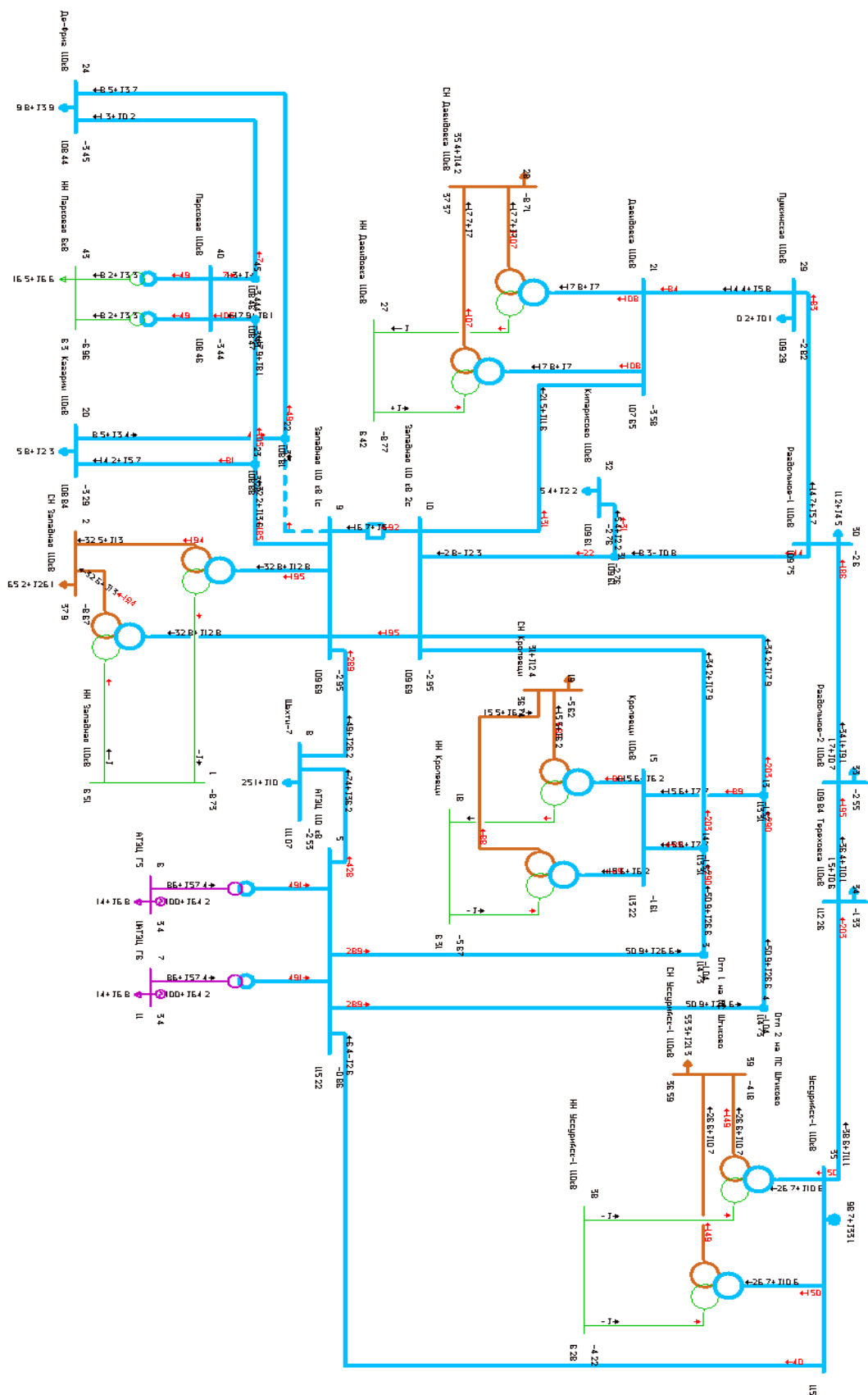


Рисунок А.6 – Послеаварийный режим второго варианта подключения ПС Парковая

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

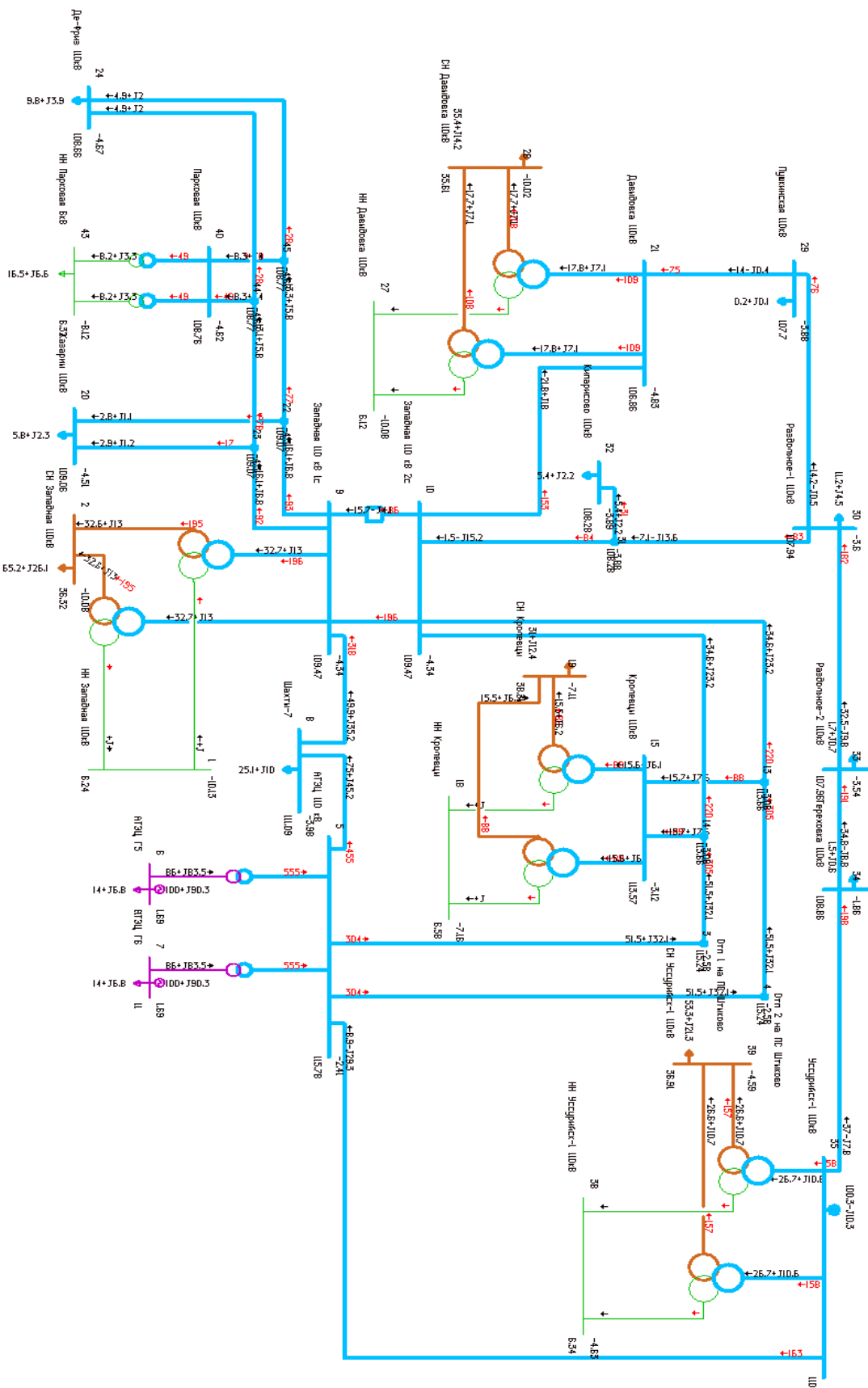


Рисунок А.7 – Нормальный режим третьего варианта подключения ПС

Парковая

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

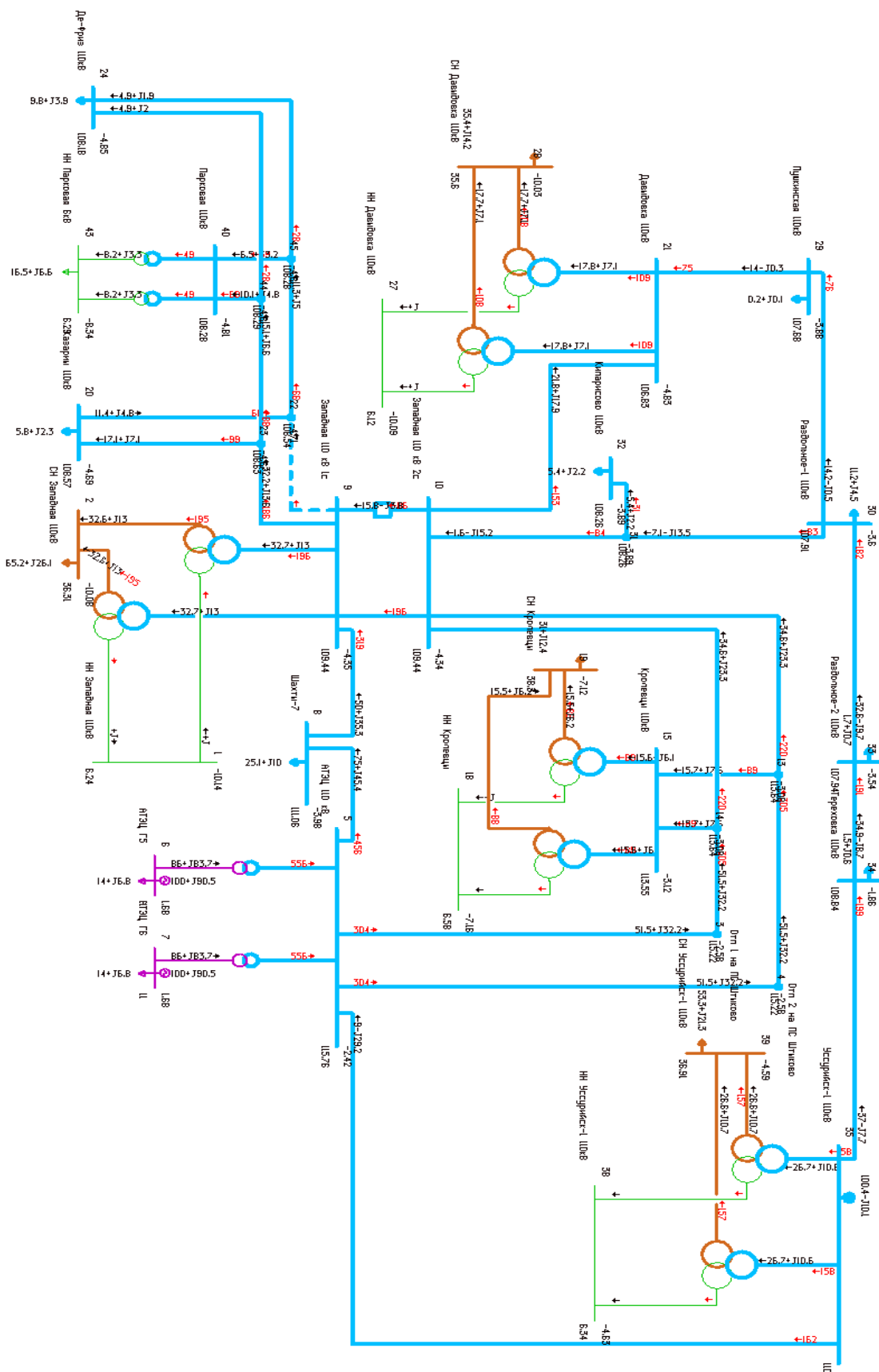


Рисунок А.8 – Послеаварийный режим третьего варианта подключения ПС

Парковая

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

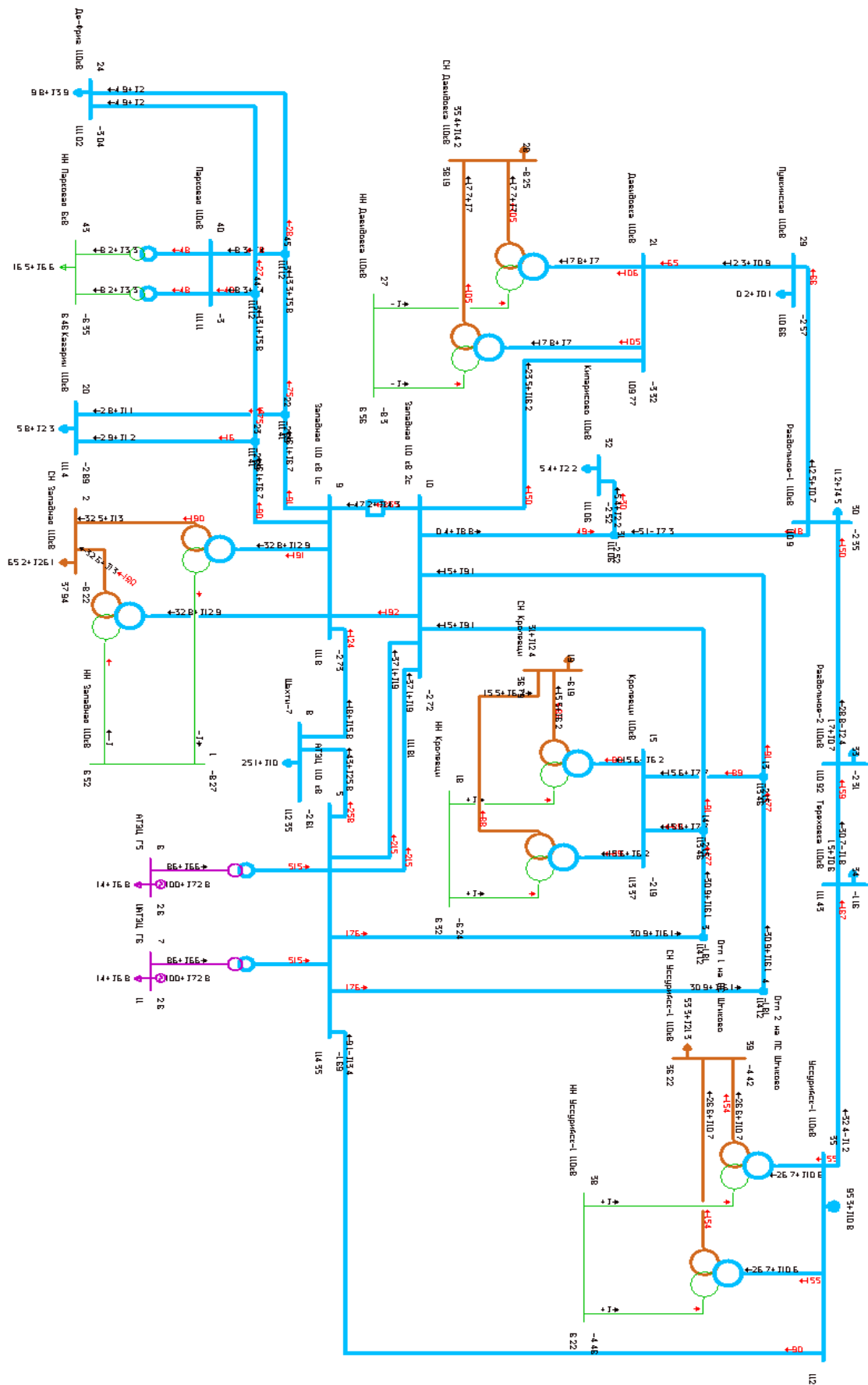


Рисунок А.9 – Вариант развития участка сети