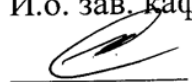


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 22 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей электроэнергетической системы Приморского края в связи с увеличением электрической мощности подстанций ОАО «Российские железные дороги»

Исполнитель  
студент группы 442-об2

  
18.06.18  
подпись, дата


Д.В. Власова

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
18.06.18  
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант:  
безопасность и  
экологичность  
доцент, канд.техн.наук

  
08.06.2018  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент

  
21.06.2018  
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Власову Дарью Валерьевну

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей электроэнергетической системы Приморского края в связи с увеличением электрической мощности подстанций ОАО «Российские железные дороги»

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26 июня 2018 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: географическая карта территории, схемы сети
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): географическая и климатическая характеристика, расчет, разработка и анализ вариантов сети
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 8 чертежей, 41 таблица, 1 приложение
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б. Булгаков (безопасность и надежность)
7. Дата выдачи задания 4 мая 2018  
Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент, канд. техн. наук  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 4 мая 2018 г.

## РЕФЕРАТ

ВКР содержит 140с., 20 рисунков, 41 таблиц, 119 формул, 1 приложений

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ АБОТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе разработаны варианты развития электрических сетей сети при увеличении нагрузки на тяговых подстанциях «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга». Выполнен анализ существующей сети и проведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено оборудование. Определены параметры заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии. Рассчитаны установившиеся режимы в программе RastrWin 3. Рассчитано заземляющее устройство ОРУ 110 кВ ПС «Анисимовка-тяга». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Выбрана защита силовых трехобмоточных трансформаторов. Произведен технико-экономический расчет.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВКР– выпускная квалификационная работа

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПУЭ – правила устройства электроустановок

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ рассматриваемого района	10
1.1 Климато-географическая характеристика района	11
2 Расчет и прогнозирование нагрузок	17
2.1 Алгоритм расчета нагрузок	17
3 Характеристика и анализ существующих режимов сети	22
4 Разработка конкурентно-способных вариантов сети	37
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	38
4.2 Выбор сечения проводов	42
4.3 Оценка загрузки сети по вариантам	49
5 Технико-экономическое сравнение вариантов	62
5.1 Устанавливаемое оборудование	62
5.2 Определение капитальных вложений в сеть	63
5.3 Расчет амортизационных отчислений	64
5.4 Расчет эксплуатационных затрат	65
5.5 Приведенные затраты	66
6 Расчет токов короткого замыкания	67
6.1 Общие положения	68
6.2 Составление схемы замещения	69
7 Выбор силового оборудования	77
7.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС	77
7.2 Разработка однолинейной схемы	77
7.3 Конструктивное исполнение	78
7.4 Выбор и проверка выключателей	78
7.5 Выбор и проверка разъединителей	82
7.6 Выбор и проверка гибких шин	84
7.7 Выбор и проверка жестких шин	86
7.8 Выбор трансформатора тока	87

7.9	Выбор трансформатора напряжения	90
7.10	Выбор опорных изоляторов	93
7.11	Выбор ограничителей перенапряжения	94
7.12	Выбор трансформатора собственных нужд	95
8	Перенапряжение в высоковольтных сетях	96
8.1	Грозоупорность воздушных линий электропередач 110 кВ «Штыково-Анисимовка-тяга»	96
8.2	Молниезащита ОРУ 110 кВ	106
8.3	Определение параметров контура заземления	109
9	Релейная защита	114
9.1	Выбор защит линий	115
9.2	Выбор защиты силового трансформатора	118
10	Безопасность и экологичность	121
10.1	Безопасность	121
10.2	Экологичность	126
10.3	Экологичность реконструированного участка сети	129
	Заключение	136
	Библиографический список	137

## ВВЕДЕНИЕ

По программе модернизация тягового подвижного состава в период до 2022 года локомотивный парк Восточного полигона пополнят новые электровозы «Ермак» 4ЭС5К. В связи с этим нагрузка рассматриваемых тяговых подстанций будет увеличиваться, поэтому существующая сеть будет хуже справляться со своей задачей, а именно — бесперебойное обеспечение тяговых и нетяговых потребителей качественной электроэнергией. Связано это со значительной перегрузкой ПС и ЛЭП [10].

Подстанции «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга» предназначены для электроснабжения тяговых и нетяговых потребителей на юге Приморского края. Ожидается существенное увеличение нагрузки, в связи с запуском современных электровозов «Ермак» 4ЭС5К [10].

Рост электрической нагрузки в данном районе приведет к значительному увеличению загрузки существующих сетей 110 кВ.

В ВКР был разработан вариант усиления линий 110 кВ и реконструкция тяговых подстанций «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга». Рассчитаны рабочие токи и токи КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования на ПС «Анисимовка-тяга». Выбрана защита силовых трехобмоточных трансформаторов. Рассчитаны режимы работы электрической сети в различных условиях. Рассчитано заземляющее устройство ОРУ 110 кВ ПС «Анисимовка-тяга». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты РУ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет.

Целью данного проекта является определение наиболее оптимального варианта реконструкции электрической сети при увеличении нагрузки тяговых подстанций «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Разработка вариантов реконструкции электрической сети и выбор наиболее оптимального;

- Реконструкция подстанций, на которых ожидается прирост электрической нагрузки. Для этого необходимо произвести:
  - Выбор схемы распределительного устройства;
  - Выбор оборудования;
  - Разработка заземления и молниезащиты.
- Выбор релейной защиты трансформаторов;
- Расчет нормальных и послеаварийных режимов после развития электрической сети.



# 1 АНАЛИЗ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

## 1.1 Климато - географическая характеристика района

Приморский край расположен на юге Дальнего Востока. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем.

В состав Приморского края кроме материковой части входят многочисленные острова: Аскольд, Петрова, Попова, Путятин, Рейнеке, Рикорда, Русский, группа островов архипелага Римского-Корсакова и др. Площадь территории Приморского края — 164 672,2 км<sup>2</sup>.

Около 4/5 территории края занимает, протянувшаяся с северо-востока на юго-запад горная система Сихотэ-Алинь, оставляя равнинам и низменностям лишь пятую часть Приморья [9].

Находясь на границе самого большого в мире материка и величайшего из океанов, Приморский край постоянно испытывает на себе влияние этих двух гигантов. Решающее значение имеет не столько расположение края в довольно низких широтах умеренного пояса, сколько его положение на краю огромного материка Азии, сильно охлаждающегося зимой и подогревающегося летом.

Погоду в Приморье диктуют муссоны. Зимой территория края находится под преобладающим воздействием очень холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области мощного азиатского антициклона. Результирующий поток воздуха направлен с районов Китая на юго-восток, от области азиатского антициклона к области более низкого давления, располагающийся над Тихим океаном и окраинными морями.

В летнее время движение воздушных масс приобретает противоположное направление. В это время юго-восточными ветрами приносятся относительно прохладный и влажный морской воздух в первой половине лета и очень влажный, и теплый - во вторую его половину [9].

Среднегодовая температура положительная: +4,2°С, среднемесячная температура января -13°С (минимальная температура: -31,4°С), среднемесячная

температура августа + 19,4°С (максимальная температура: +34,1°С). Средний годовой уровень осадков: 799 мм.

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями, показателями. Сведены все необходимые характеристики района в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	IV
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда, мм	18
Низшая температура воздуха, С	-20
Высшая температура воздуха, С°	+21

## 1.2 Характеристика существующей электрической сети

Основными источниками питания Приморского края являются Приморская ГРЭС, Артемовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС.

Ближайшими к рассматриваемому району являются Партизанская ГРЭС и от Артемовская ТЭЦ.

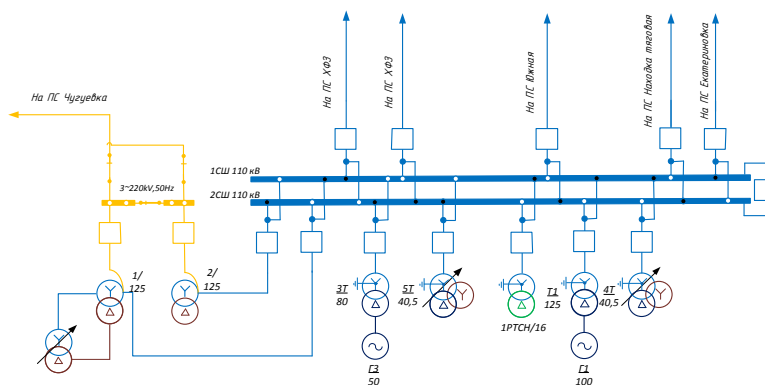


Рисунок 1 – Однолинейная схема РУ 110 кВ «Партизанской ГРЭС»

Партизанская ГРЭС — это тепловая электростанция, которая находится в городе Партизанске Приморского края и входит в состав «Дальневосточной генерирующей компании», филиал «Приморская генерация».

Электростанция поставляет электроэнергию на юго-восток Приморского края, включая: города Партизанск и Находку, Партизанский, Лазовский и Ольгинский районы; а также теплоэнергией город Партизанск. Главный потребитель электроэнергии ГРЭС - это железная дорога на линии Смоляниново — Мыс Астафьева, порты и заводы Находки, а также свыше 300 тысяч бытовых потребителей юго-восточного Приморья. Расчётная мощность ГРЭС составит около 203 МВт, а тепловая мощность 120 Гкал/ч. Основу оборудования станции составляют 5 котлоагрегатов и 3 турбоагрегата мощностью 100 МВт, 97 МВт и 50 МВт. Схема РУ на 220 кВ «две рабочие и обходная системы шин», схема РУ на 110 кВ «две рабочие системы шин», схема РУ на 35 кВ «одна рабочая секционированная выключателем система шин», однолинейная схема Партизанской ГРЭС представлена на рисунке 1.

Артемовская ТЭЦ – один из центральных энергообъектов юга Приморья. Основные подразделения, участвующие в выработке продукции: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический, химический цеха, цех тепловой автоматики и измерений. Работа станции осуществляется четырьмя турбогенераторами типа ТВФ-100-2 мощностью по 100 МВт каждый, четырьмя паровыми турбоагрегатами мощностью по 100 МВт каждый, а также восьмью котельными агрегатами высокого давления типа БКЗ-220-100Ф. Схема РУ на 110 кВ «две рабочие системы шин», схема РУ на 35 кВ «одна рабочая секционированная выключателем система шин», однолинейная схема АТЭЦ представлена на рисунке 2.

Предприятие обеспечивает потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в Артемовском городском округе. Потребители тепловой энергии: ОПХ «Дальневосточный», Уссурийская птицефабрика, с. Суражевка, п. Заводской,

Уссурийской птицефабрики, ОАО «ДЭР», ТУ Артемовский, база ОАО «Дальэнергоремонт» и г. Артем.

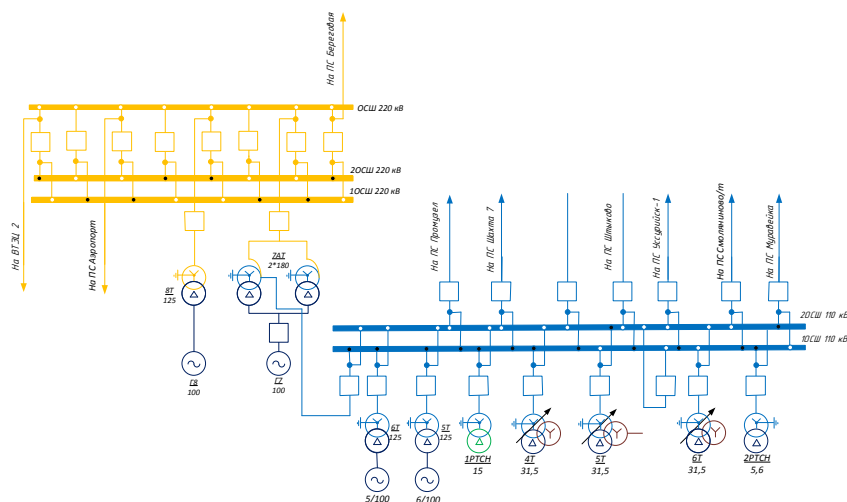


Рисунок 2 – Однолинейная схема РУ 110/220 кВ «Артемовская ТЭЦ»

Подстанция 500 кВ Лозовая расположена в Партизанском районе. На энергообъекте располжены открытые распределительные устройства (ОРУ) 220 и 500 кВ, где установлено два автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью по 3х167 МВА каждый, управляемый шунтирующий реактор 500 кВ и элегазовые выключатели 220 и 500 кВ. Питание собственных нужд подстанции обеспечивается шестью трансформаторами мощностью по 630 кВА. В качестве источника постоянного оперативного тока на энергообъекте установлены две аккумуляторные батареи. Схема РУ «треугольник».

Электрические сети данного участка выполнены проводами одной маркировки: АС - 150. Линия ПаГРЭС – Лозовая на напряжение 220 кВ выполнена проводом АС - 300 .

Прилегающие подстанции к участку сети являются ПС «Штыково» и «ХФЗ».

ПС Штыково питается от АТЭЦ по двухцепной линии, на энергообъекте установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 16 МВА с РПН, с номинальным напряжением 110; 6 кВ. Схема РУ 110 кВ «одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин» представлена на рисунке 3.

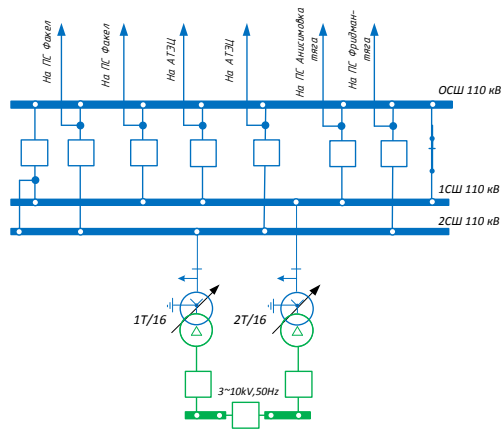


Рисунок 3 – Однолинейная ПС «Штыково»

Подстанции такие как: Вокзальная/т, Фридман/т, Анисимовка/т предназначены для преобразования электроэнергии и питания электроэнергией электроподвижного состава и других потребителей на железной дороге. Схемы всех трех ПС типовые РУ - 110 кВ «мостик с отделителями в цепях трансформаторов».

На ПС Вокзальная/т установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 25 МВА каждый с РПН, с номинальным напряжением 110; 27,5; 6 кВ.

На ПС Фридман/т и Анисимовка/т установлены по два трехобмоточных трансформатора с номинальным напряжением 110; 27,5; 10 кВ и мощностью каждого трансформатора 40 МВА.

ПС ХФЗ предназначена для распределения энергии от Партизанской ГРЭС. Схема РУ «Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин» представлена на рисунке 4. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВА каждый с РПН.

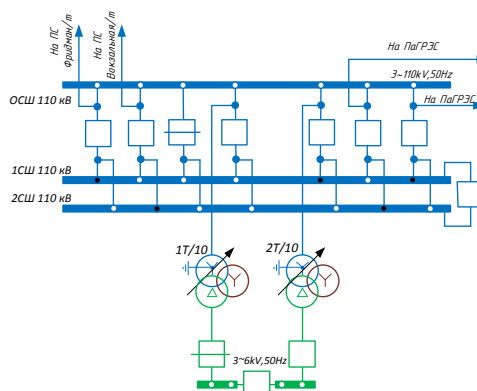


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС «ХФЗ»

В рамках данной выпускной квалификационной работы рассматривается электрическая сеть филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» на участке между АТЭЦ и ПаГРЭС, Артемовская ТЭЦ и Партизанская ГРЭС являются источниками питания. При анализе и дальнейшем развитии сетей необходимо учесть то, что на выбранном участке сети присутствуют тяговые подстанции которые относятся к потребителям I категории по надежности, то есть допускается только на время автоматического переключения на второй источник питания [17].

Обозначение ВЛ, рассматриваемых в рамках данной выпускной квалификационной работы, их номинальное напряжение и протяжённость представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики рассматриваемых ВЛ

Линия		U, кВ	Длина, км	Марка провода
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
АТЭЦ	отпайка 162, 163	110	2,6	2хАС-150
отпайка 162, 163	Штыково	110	2,7	2хАС-150
Штыково	Анисимовка-тяга	110	55	АС-150,
Штыково	отпайка 89	110	75	АС-150
Анисимовка-тяга	отпайка 113	110	20,4	АС-150
отпайка 113	Фридман-тяга	110	1,3	АС-150
отпайка 113	ХФЗ	110	21,4	АС-150
Фридман	отпайка 89	110	1,3	АС-150
отпайка 89	Вокзальная-тяга	110	16	АС-150
Вокзальная-тяга	ХФЗ	110	5,2	АС-150
ХФЗ	ПаГРЭС	110	7,8	2хАС-150
ПаГРЭС	Лозовая	220	22	АС-300

По таблице 2 можно увидеть что все ВЛ на 110 кВ имеют одинаковую марку проводов АС-150, что упрощает дальнейший расчет. Рассматриваемые ПС питаются по двупековой линии, либо независимо по двум отдельным ВЛ, что говорит о надежности системы.

В выпускной квалификационной работе учитывается увеличение трансформаторной мощности на ПС «Анисимовка-тяга», «Фридма-тяга», «Вокзальная-тяга». Для определения требуемой конфигурации сети после реконструкции необходимо определить прогнозные электрические нагрузки ПС.

По программе модернизация тягового подвижного состава в период до 2022 года локомотивный парк Восточного полигона пополнят новые электровозы «Ермак» 4ЭС5К. В связи с этим нагрузка рассматриваемых тяговых подстанций будет увеличиваться, поэтому существующая сеть будет хуже справляться со своей задачей, а именно — бесперебойное обеспечение тяговых и нетяговых потребителей качественной электроэнергией. Связано это со значительной перегрузкой ПС и ЛЭП.

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК

Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании объектов энергетики. От правильности прогноза зависят показатели такие как надежность энергоснабжения, экономичность, правильность выбора оборудования и т.д.

### 2.1 Алгоритм расчета нагрузок

Максимальные мощности, потребляемые подстанциями рассматриваемого района, приняты по данным контрольного замера от 20.12.2017 года в вечерний пик максимума.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки требуется для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot T_i) \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_i \cdot T_i) \quad (2)$$

где  $P_i, Q_i$  – ординаты графиков нагрузки на  $i$ -ый час суток;

$T_i$  – час суток (в течение каждого часа);

$T_n$  – период наблюдения (24 часа).

$$P_{\min} = k_n \cdot P_{\max} \quad (3)$$

$$Q_{\min} = k_n \cdot Q_{\max} \quad (4)$$



где  $k_L$  – коэффициент летнего снижения нагрузки (примем 0,85)

Вероятностные характеристики мощностей для каждой из подстанций приведены в таблице 3.

Таблица 3– Вероятностные характеристики мощностей

Название ПС	$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$P_{ср}$ , МВт	$Q_{ср}$ , Мвар	$P_{min}$ , МВт	$Q_{min}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
Штыково	8.7	3.4	8	3.2	7.4	2.8
Факел	11.6	3.7	10.6	3.4	9.9	3.1
Анисимовка/т	17	15.9	15.6	14.6	14.4	13.5
Фридман/т	18	16.2	16.5	14.9	15.3	13.8
Вокзальная/т	18	12.1	16.5	11.1	15.3	10.3
ХФЗ	1.1	0.5	1	0.5	0.9	0.4
П.П. Патизанск	67.5	25.1	61.9	23	57.4	21.3
Козьино	2	0.7	1.8	0.7	1.6	0.6
Широкая	32.3	12.2	29.6	11.2	27.5	10.3
Голубовка	10.2	2.7	9.4	2.5	8.7	2.3
Восточная/т	4	4.4	3.7	4	3.4	3.7
Угольная	30.6	13.3	28.1	12.2	26	11.3
Екатериновка	17.8	5	16.3	4.6	15.1	4.2
Находка/т	4	8	3.7	7.3	3.4	6.8
Учебная	18.8	4.5	17.2	4.1	16	3.8
НСРЗ	12.5	2.8	11.5	2.6	10.6	2.4
Находка	43.1	13.9	39.5	12.7	36.6	11.8
Волчанец	11.1	4.8	10.2	4.4	9.4	4.1
С-55	7.6	3.3	7	3	6.5	2.8
Прибой	2.4	0.7	2.2	0.6	2	0.6
178Ф	5.3	2.8	4.9	2.6	4.5	2.4
Подьяпольск	2.3	0.6	2.1	0.6	2	0.5

1	2	3	4	5	6	7
Новый мир	2	0.5	1.8	0.5	1.7	0.4
Топаз	4.9	2	4.5	1.8	4.2	1.7
Береговая-2	4.9	1.4	4.5	1.3	4.2	1.2
Перевал	0.9	0.4	0.8	0.4	0.8	0.3
Береговая-1	9.2	1.8	8.4	1.7	7.8	1.5
Смоляниново/т	10.5	16.6	9.6	15.2	8.9	14.1
Лозовая	196.2	16.4	180	15	166.8	13.9
Песчаная	0.5	0.2	0.5	0.2	0.4	0.2
ЖБФ	2.5	1.1	2.3	1	2.1	0.9

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (5)$$

где  $P_{\max}^{\text{баз}}$  – базовая заданная максимальная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для Приморского края принимаем равный 0,025 [СиПР];

$t_{\text{прог}}$  – год на который определяется электрическая нагрузка – 2022 г.;

$t_{\text{баз}}$  – год в который снимался первый замер – 2017 г..

При проектировании сетей принимаем  $t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}} = 5$ .

Прогнозируемые нагрузки приведены в таблице 4.

Таблица 4– Прогноз нагрузок на 2022 г.

Название ПС	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	P <sub>min</sub> , МВт	Q <sub>min</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ШТЫКОВО	10.527	4.114	9.68	3.872	8.954	3.388
Факел	14.036	4.477	12.826	4.114	11.979	3.751

1	2	3	4	5	6	7
Анисимовка/т	20.57	19.239	18.876	17.666	17.424	16.335
Фридман/т	21.78	19.602	19.965	18.029	18.513	16.698
Вокзальная/т	21.78	14.641	19.965	13.431	18.513	12.463
ХФЗ	1.331	0.605	1.21	0.605	1.089	0.484
П.П. Партизанск	81.675	30.371	74.899	27.83	69.454	25.773
Козьмино	2.42	0.847	2.178	0,807	1.936	0.726
Широкая	39.083	14.762	35.816	13.552	33.275	12.463
Голубовка	12.342	3.267	11.374	3.025	10.527	2.783
Восточная/т	4.84	5.324	4.477	4.84	4.114	4.477
Угольная	37.026	16.093	34.001	14.762	31.46	13.673
Екатериновка	21.538	6.05	19.723	5.566	18.271	5.082
Находка/т	4.84	9.68	4.477	8.833	4.114	8.228
Учебная	22.748	5.445	20.812	4.961	19.36	4.598
НСРЗ	15.125	3.388	13.915	3.146	12.826	2.904
Находка	52.151	16.819	47.795	15.367	44.286	14.277
Волчанец	13.431	5.808	12.342	5.324	11.374	4.961
С-55	9.196	3.993	8.47	3.63	7.865	3.388
Промысловка	16.94	8.228	15.488	7.502	14.399	7.018
Прибой	2.904	0.847	2.662	0.726	2.42	0.726
178Ф	6.413	3.388	5.929	3.146	5.445	2.904
Подъяпольск	2.783	0.726	2.541	0.726	2.42	0.605
Новый мир	2.42	0.605	2.178	0.605	2.057	0.484
Топаз	5.929	2.42	5.445	2.178	5.082	2.057
Береговая-2	5.929	1.694	5.445	1.573	5.082	1.452
Перевал	1.089	0.484	0.968	0.484	0.968	0.363
Береговая-1	11.132	2.178	10.164	2.057	9.438	1.815
Смоляниново/т	12.705	20.086	11.616	18.392	10.769	17.061

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
Лозовая	237.402	19.844	217.8	18.15	201.828	16.819
Песчаная	0.605	0.242	0.605	0.242	0.484	0.242
ЖБФ	3.025	1.331	2.783	1.21	2.541	1.089

Произведенный расчет электрических нагрузок является исходной информацией для расчета режимов электрической сети.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО РЕЖИМА СЕТИ

Расчет режимов работы электрических сетей имеет важное значение. Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения [20]:

- загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности;

- сечений проводов и кабелей, мощностей трансформаторов и АТ;

- уровня напряжений в узлах и элементах сети, мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения в допустимых пределах потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;

- уровня токов КЗ, соответствия существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятий по ограничению токов КЗ;

- пропускной способности сети по условиям устойчивости.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёт установившегося режима производится в программе RastrWin3, которая не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов и т.д. Перед проведением расчетов в программе нужно подготавливают исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме понятной RastrWin3. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

$$Z_n = L \cdot (r + j \cdot x_0), \quad (6)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

$$B_l = b_0 \cdot L, \quad (7)$$

где  $b_0$ —емкостная проводимость.

Для примера рассмотрим участок Штыково-Анисимовка/т, выполненный проводом АС-150. Погонные параметры приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Погонные параметры для линии Штыково-Анисимовка/т

Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , мкСм/км
1	2	3	4
АС-150	0,198	0,420	2,70

Пример расчета параметров линии для участка Штыково-Анисимовка/т:

$$R = r_0 \cdot L = 0,198 \cdot 55 = 10,89 \text{ Ом},$$

$$X = x_0 \cdot L = 0,420 \cdot 55 = 23,1 \text{ Ом},$$

$$B = b_0 \cdot L = -2,7 \cdot 55 = -148,5 \text{ мкСм}.$$

Параметры остальных линий приведены в таблице 6.

Таблица 6- Параметры ЛЭП.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	0.51	1.09	-7
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	0.51	1.09	-7
Штыково 1С - отпайка 163	0.53	1.13	-7
Штыково 2С - отпайка 162	0.53	1.13	-7
Штыково 1С - Факел	1.37	2.35	-14.6
Штыково 1С - Факел	1.37	2.35	-14.6
Анисимовка/т - Штыково 1С	10.89	23.1	-148.5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
отпайка 113 - Анисимовка/т	4.02	8.57	-53
отпайка 89 - Фридман/т	0.26	0.55	-3.4
отпайка 113 - Фридман/т	0.26	0.55	-3.4
отпайка 89 - Штыково 2С	14.85	31.5	-195
Вокзальная/т - отпайка 89	3.17	6.72	-41.6
отпайка 113 - ХФЗ	4.24	8.99	-55.6
ХФЗ - Вокзальная/т	1.03	2.18	-13.5
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	12.56	3.28	-20.3
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	12.56	3.28	-20.3
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	2.16	9.44	-58.1
Лозовая 2С 220 кВ - Козьмино 1С 220кВ	2.78	12.17	-74.9
Лозовая 1С 220 кВ - Козьмино 2С 220кВ	2.61	11.43	-70.2
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	3.17	13.86	-85.3
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	2.95	7.52	-50
Голубовка - Восточная/т	3.19	8.14	-54.2
Угольная - Восточная/т	0.18	0.45	-3.1
Екатериновка - Угольная	4.28	10.92	-72.7
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	3.23	8.23	-54.8
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	9.04	15.5	-96.6
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	3.41	5.85	-36.4
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	1.1	1.83	-11.8
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	1.06	3.56	-24.7
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	0.26	0.43	-2.7
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	3.19	5.29	-34
Волчанец - С-55	4.83	8.28	-51.6
С-55 - Промысловка	4.56	7.81	-48.7
Промысловка - Прибой	3.47	3.6	-20.7

1	2	3	4
178Ф - Прибой	1.57	2.69	-16.8
Подъяпольск - 178Ф	3.46	5.93	-36.9
Новый мир - Подъяпольск	4.1	5.82	-35
Топаз 2С - Новый мир	4.29	6.09	-36.6
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	0.86	0.89	-5.1
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	3.42	14.97	-92.1
Широкая 1С 220кВ - Перевал	3.94	17.26	-106.2
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	4.44	19.22	-119.6
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	0.42	0.73	-4.5
Береговая-1 - Промысловка	4.86	8.33	-51.9
Береговая-1 - Смоляниново/т	12.28	12.77	-73.4
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	10.7	11.1	-63.8
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	0.6	0.87	-5.2
Песчаная - Топаз 1С	9.4	9.77	-56.1
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	1.25	3.18	-21.2
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ	1.25	3.18	-21.2

Для определения параметров трансформаторов используем каталожные данные [11]. Каталожные данные для трансформаторов приведены в таблице 7.

Таблица 7-Каталожные данные трансформаторов

Марка трансформатора	R <sub>T</sub> , Ом			X <sub>T</sub> , Ом			ΔP <sub>x</sub> , кВт	ΔQ <sub>x</sub> , кВар
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АТДЦТН-180000/220/110	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	125	1000
АТДЦТН-125000/220/110	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	65	625
АТДЦТН-63000/220/110	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	45	315



Для расчета реактивной проводимости используем формулу:

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2} \quad (8)$$

где  $\Delta Q_x$  - потери активной мощности на холостой ход.

Для примера найдем параметры трансформатора на ПаГРЭС. На ПаГРЭС установлены два автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110.

Так как на низкой стороне у нас нет присоединений зададим автотрансформатор как двухобмоточный, со следующими параметрами:

$$R_m = r_{BH} + r_{CH} = 0,55 + 0,48 = 1,03 \text{ Ом}, \quad (9)$$

$$X_m = x_{BH} + x_{CH} = 59,2 + 0 = 59,2 \text{ Ом}, \quad (10)$$

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2} = \frac{625000}{220000^2} = 13 \text{ мкСм}, \quad (11)$$

$$G_m = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2} = \frac{65000}{220000^2} = 1,6 \text{ мкСм}. \quad (12)$$

Коэффициент трансформации определим по формуле:

$$K_m = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{121}{230} = 0,5 \quad (13)$$

Параметры трансформаторов на других подстанциях сведем в таблицу 8.

Таблица 8- Параметры трансформаторов

Место установки	Марка	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	K <sub>т</sub>
1	2	3	4	5	6	7
АТЭС	2хАТДЦТН-180000/220/110	0,6	30,4	18,9	2,4	0,5
ПаГРЭС	2хАТДЦТН-125000/220/110	1.03	59.2	13	1,6	0,5
ПС Широкая	2хАТДЦТН-125000/220/110	1.03	59.2	13	1,6	0,5
ПС Береговая-2	2хАТДЦТН-63000/220/110	2,8	104	6	0,8	0,5

Результаты расчета нормального установившегося режима сведены в таблицы 9 - 10 и представлены на листах графической части дипломного проекта.

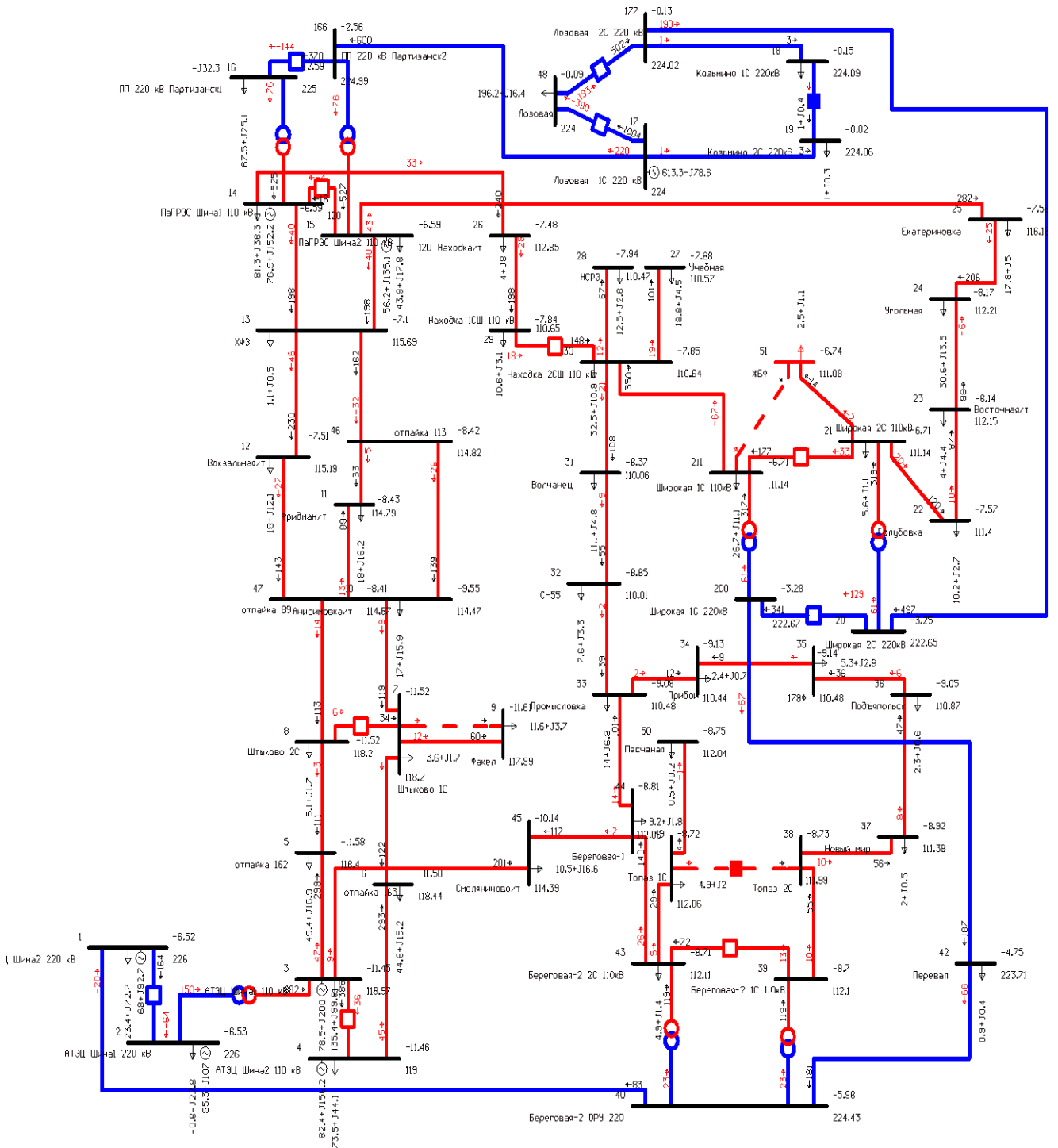


Рисунок 5 – Схема потокораспределения нормального режима

Таблица 9- Напряжения в узлах

Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %
1	2	3	4
АТЭЦ Шина2 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 110 кВ	110	118.99	8.17
АТЭЦ Шина2 110 кВ	110	119	8.18
отпайка 162	110	118.53	7.76
отпайка 163	110	118.55	7.78
Штыково 1С	110	118.38	7.62
Штыково 2С	110	118.38	7.62
Факел	110	118.21	7.46
Анисимовка/т	110	115.02	4.56
Фридман/т	110	115.08	4.62
Вокзальная/т	110	116.74	6.13
ХФЗ	110	116.95	6.32
ПаГРЭС Шина1 110 кВ	110	120	9.09
ПаГРЭС Шина2 110 кВ	110	120	9.09
ПП 220 кВ Партизанск2	220	225.01	2.28
ПП 220 кВ Партизанск1	220	225	2.27
Лозовая 2С 220 кВ	220	224.03	1.83
Лозовая 1С 220 кВ	220	224	1.82
Козьмино 1С 220кВ	220	224.1	1.87
Козьмино 2С 220кВ	220	224.07	1.85
Широкая 2С 220кВ	220	223.62	1.65
Широкая 1С 220кВ	220	223.64	1.66
Широкая 2С 110кВ	110	111.84	1.67
Широкая 1С 110кВ	110	111.84	1.67
Голубовка	110	112.23	2.02
Восточная/т	110	113.02	2.75
Угольная	110	113.08	2.8
Екатериновка	110	116.64	6.04
Находка/т	110	113.52	3.2
Учебная	110	111.43	1.3
НСРЗ	110	111.33	1.21
Находка 1СШ 110 кВ	110	111.49	1.35
Находка 2СШ 110 кВ	110	111.48	1.34

1	2	3	4
Волчанец	110	111	0.91
С-55	110	110.95	0.86
Промысловка	110	111.31	1.19
Прибой	110	111.29	1.17
178Ф	110	111.32	1.2
Подъяпольск	110	111.63	1.49
Новый мир	110	112.05	1.87
Топаз 2С	110	112.56	2.33
Береговая-2 1С 110кВ	110	112.65	2.41
Береговая-2 ОРУ 220	220	225.12	2.33
Перевал	220	224.61	2.1
Береговая-2 2С 110кВ	110	112.65	2.41
Береговая-1	110	112.62	2.38
Смоляниново/т	110	114.9	4.45
отпайка 113	110	115.18	4.71
отпайка 89	110	117.11	6.46
Лозовая	220	224.01	1.82
Топаз 1С	110	112.62	2.38
Песчаная	110	112.6	2.36
ЖБФ	110	111.79	1.63

Таблица 10- Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Инач, А	Икон, А	Идл.доп, А	Изагр, %
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	299	299	450	53.4
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	292	293	450	52.3
Штыково 1С - отпайка 163	123	122	450	21.9
Штыково 2С - отпайка 162	112	111	450	20
Штыково 1С - Факел	59	60	450	10.6
Штыково 1С - Факел			450	
Анисимовка/т - Штыково 1С	128	119	450	22.9
отпайка 113 - Анисимовка/т	140	139	450	25
отпайка 89 - Фридман/т	89	89	450	15.9
отпайка 113 - Фридман/т	33	33	450	5.9
отпайка 89 - Штыково 2С	123	113	450	22
Вокзальная/т - отпайка 89	143	143	450	25.6
отпайка 113 - ХФЗ	162	162	450	29
ХФЗ - Вокзальная/т	230	230	450	41
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	198	198	450	35.3

1	2	3	4	5
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	198	198	450	35.3
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	602	600	690	70.1
Лозовая 2С 220 кВ - Козьмино 1С 220кВ	9	3	690	1.1
Лозовая 1С 220 кВ - Козьмино 2С 220кВ	9	3	690	1
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	498	497	690	58
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	122	120	450	21.8
Голубовка - Восточная/т	90	87	450	16.1
Угольная - Восточная/т	98	99	450	17.6
Екатериновка - Угольная	203	206	450	36.8
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	280	282	450	50.4
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	235	240	450	42.8
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	196	198	450	35.3
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	67	67	450	11.9
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	350	350	450	62.4
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	101	101	450	18
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	108	108	450	19.3
Волчанец - С-55	57	55	450	10.1
С-55 - Промысловка	42	39	450	7.6
Промысловка - Прибой	13	12	450	2.3
178Ф - Прибой	8	9	450	1.5
Подъяпольск - 178Ф	35	36	450	6.5
Новый мир - Подъяпольск	46	47	450	8.4
Топаз 2С - Новый мир	55	56	450	10
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	55	55	450	9.9
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	185	181	690	21.5
Широкая 1С 220кВ - Перевал	192	187	690	22.4
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	72	83	690	9.7
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	140	140	450	24.9
Береговая-1 - Промысловка	99	101	450	18
Береговая-1 - Смоляниново/т	117	112	450	20.9
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	197	201	450	35.8
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	29	29	450	5.2
Песчаная - Топаз 1С	3	4	450	0.7
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	14	14	450	2.5
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			450	

Таблица 11 –Потери

Потери в ЛЭП, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Суммарные потери, МВт
1	2	3
17,02	0,97	18,52

Из результатов расчета режима изображенном на рисунке 5 и таблиц 9-11 можно сделать вывод что линии загружены слабо и токи не превышают допустимые пределы, а напряжения находятся в пределах нормы.

Расчет послеаварийного режима программе RastrWin3.

Произведем отключение наиболее загруженной линии Вокзальная/т - ХФЗ. Схема потокораспределения для послеаварийного режима показана на рисунке 6, результаты расчета сведены в таблицы 12 - 13 и представлены на листах графической части дипломного проекта.

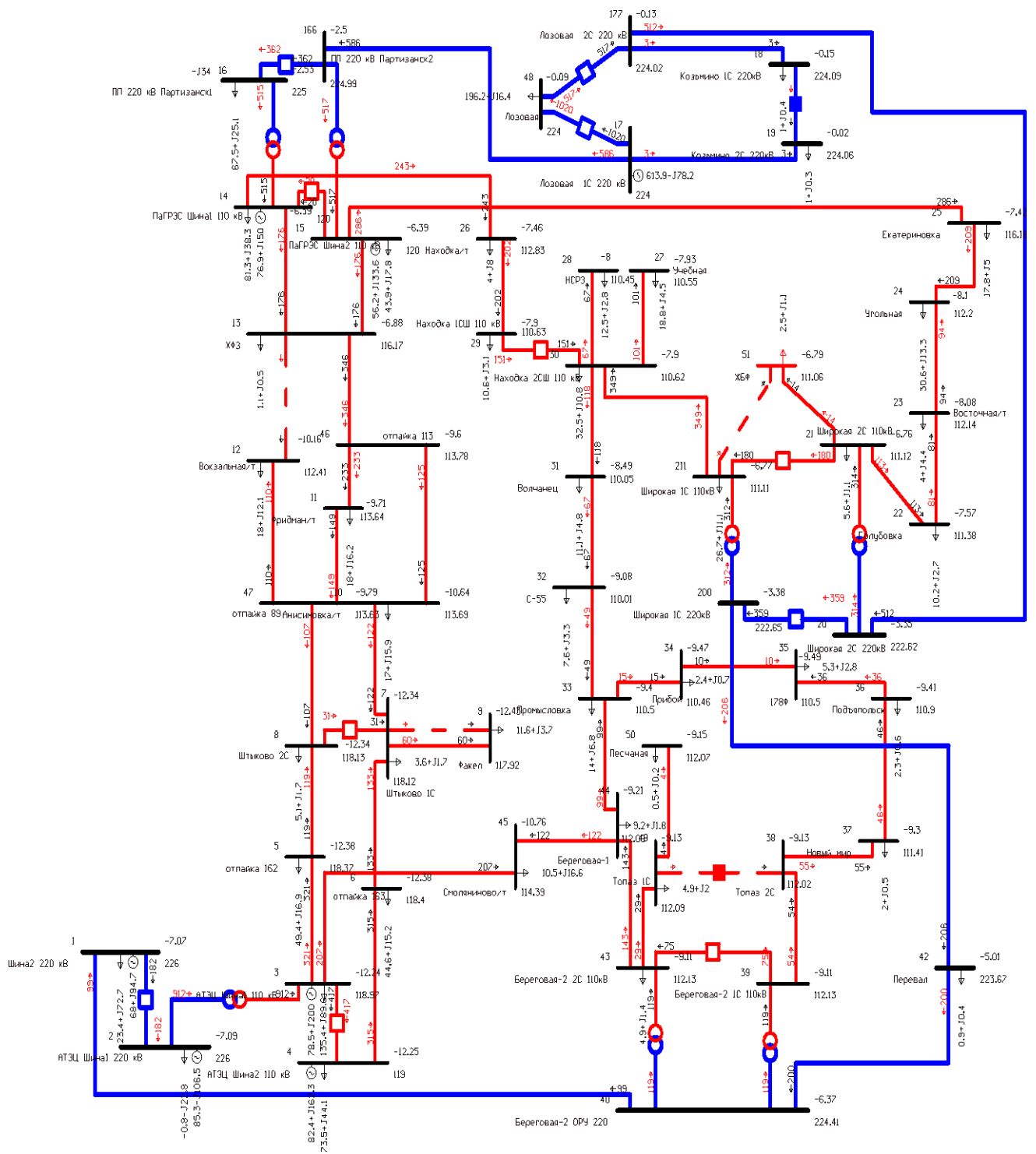


Рисунок 6 - Схема потокораспределения послеаварийного режима

Таблица 12- Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Инач, А	Икон, А	Идл.доп, А	Изагр, %
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	321	321	450	57.4
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	315	315	450	56.2
Штыково 1С - отпайка 163	133	133	450	23.8
Штыково 2С - отпайка 162	120	119	450	21.4
Штыково 1С - Факел	59	60	450	10.6
Штыково 1С - Факел	0	0	450	0
Анисимовка/т - Штыково 1С	132	122	450	23.5
отпайка 113 - Анисимовка/т	126	125	450	22.6
отпайка 89 - Фридман/т	149	149	450	26.5
отпайка 113 - Фридман/т	233	233	450	41.6
отпайка 89 - Штыково 2С	119	107	450	21.3
Вокзальная/т - отпайка 89	111	110	450	19.9
отпайка 113 - ХФЗ	346	346	450	61.8
ХФЗ - Вокзальная/т	0	0	450	0
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	176	176	450	31.4
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	176	176	450	31.4
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	588	586	690	68.5
Лозовая 2С 220 кВ - Козьмино 1С 220кВ	9	3	690	1.1
Лозовая 1С 220 кВ - Козьмино 2С 220кВ	9	3	690	1
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	514	512	690	59.8
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	114	113	450	20.4
Голубовка - Восточная/т	84	81	450	15
Угольная - Восточная/т	94	94	450	16.8
Екатериновка - Угольная	205	209	450	37.3
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	284	286	450	51.1
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	239	243	450	43.4
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	201	202	450	36.1
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	67	67	450	12
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	349	349	450	62.3
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	101	101	450	18
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	118	118	450	21.1
Волчанец - С-55	69	67	450	12.2
С-55 - Промысловка	52	49	450	9.3
Промысловка - Прибой	16	15	450	2.8
178Ф - Прибой	9	10	450	1.8
Подъяпольск - 178Ф	34	36	450	6.4
Новый мир - Подъяпольск	45	46	450	8.2
Топаз 2С - Новый мир	54	55	450	9.8



Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	54	54	450	9.6
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	204	200	690	23.8
Широкая 1С 220кВ - Перевал	211	206	690	24.6
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	88	99	690	11.5
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	144	143	450	25.6
Береговая-1 - Промысловка	97	99	450	17.7
Береговая-1 - Смоляниново/т	127	122	450	22.6
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	203	207	450	37
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	29	29	450	5.2
Песчаная - Топаз 1С	3	4	450	0.7
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	14	14	450	2.5
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ	0	0	450	0

Таблица 13- Напряжения в узлах

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
АТЭЦ Шина2 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 110 кВ	110	118.97	8.15
АТЭЦ Шина2 110 кВ	110	119	8.18
отпайка 162	110	118.37	7.61
Фридман/т	110	118.4	7.64
отпайка 163	110	118.12	7.39
Штыково 1С	110	118.13	7.39
ПродШтыково 2С	110	226	7.2
Факел	110	117.92	3.35
Анисимовка/т	110	113.69	3.31
Вокзальная/т	110	113.64	2.19
ХФЗ	110	112.41	5.61
ПаГРЭС Шина1 110 кВ	110	116.17	9.09
ПаГРЭС Шина2 110 кВ	110	120	9.09
ПП 220 кВ Партизанск2	220	120	2.27

1	2	3	4
ПП 220 кВ Партизанск1	220	224.99	2.27
Лозовая 2С 220 кВ	220	225	1.83
Лозовая 1С 220 кВ	220	224.02	1.82
Козьмино 1С 220кВ	220	224	1.86
Козьмино 2С 220кВ	220	224.09	1.85
Широкая 2С 220кВ	220	224.06	1.19
Широкая 1С 220кВ	220	222.62	1.2
Широкая 2С 110кВ	110	222.65	1.01
Широкая 1С 110кВ	110	111.12	1.01
Голубовка	110	111.11	1.26
Восточная/т	110	111.38	1.94
Угольная	110	112.14	2
Екатериновка	110	112.2	5.62
Находка/т	110	116.18	2.57
Учебная	110	112.83	0.5
НСРЗ	110	110.55	0.41
Находка 1СШ 110 кВ	110	110.45	0.57
Находка 2СШ 110 кВ	110	110.63	0.56
Волчанец	110	110.62	0.04
С-55	110	110.05	0.01
Промысловка	110	110.01	0.45
Прибой	110	110.5	0.42
178Ф	110	110.46	0.46
Подъяпольск	110	110.5	0.81
Новый мир	110	110.9	1.28

1	2	3	4
Топаз 2С	110	111.41	1.84
Береговая-2 1С 110кВ	110	112.02	1.94
Береговая-2 ОРУ 220	220	112.13	2.01
Перевал	220	224.41	1.67
Береговая-2 2С 110кВ	110	223.67	1.94
Береговая-1	110	112.13	1.9
Смоляниново/т	110	112.09	3.99
отпайка 113	110	114.39	3.44
отпайка 89	110	113.78	3.3
Лозовая	220	113.63	1.82
Топаз 1С	110	224	1.9
Песчаная	110	112.09	1.88
ЖБФ	110	112.07	0.96

Из результатов расчета послеаварийного режима изображенном на рисунке 6 и по таблицам 12-13 можно сделать вывод, что линии не переагружены, а отклонение напряжения находятся в пределах нормы.

Анализируя электрическую сеть в нормальном и послеаварийном режиме можно сделать вывод о том, что сеть функционирует нормально. Отклонения напряжений не превышают допустимых значений, так же из результатов расчета послеаварийного режима можно сделать вывод, что загрузка линий не превышает допустимых значений, при отключении наиболее загруженной линии на рассматриваемом участке.

#### 4 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Предложенные варианты развития подразумевают увеличение мощности на ПС «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга» и «Вокзальная-тяга», ввиду роста нагрузки в связи с переходом на новый тип электровоза.

Увеличение трансформаторной мощности может быть достигнуто несколькими путями: заменой уже существующих. Увеличение трансформаторной мощности будет достигнуто установкой третьего трансформатора. В ВКР предполагается два варианта, пунктирной линией обозначены проектные ЛЭП. Параметры ЛЭП будут уточнены при расчете электрических режимов.

Вариант №1 предполагает усиление сети 110 кВ. Предварительно предполагается усилить весь транзит 110 кВ от АТЭЦ да ПаГРЭС. Увеличение трансформаторной мощности будет достигнуто установкой третьего трансформатора. Карта-схема варианта №1 приведена на рисунке 8.

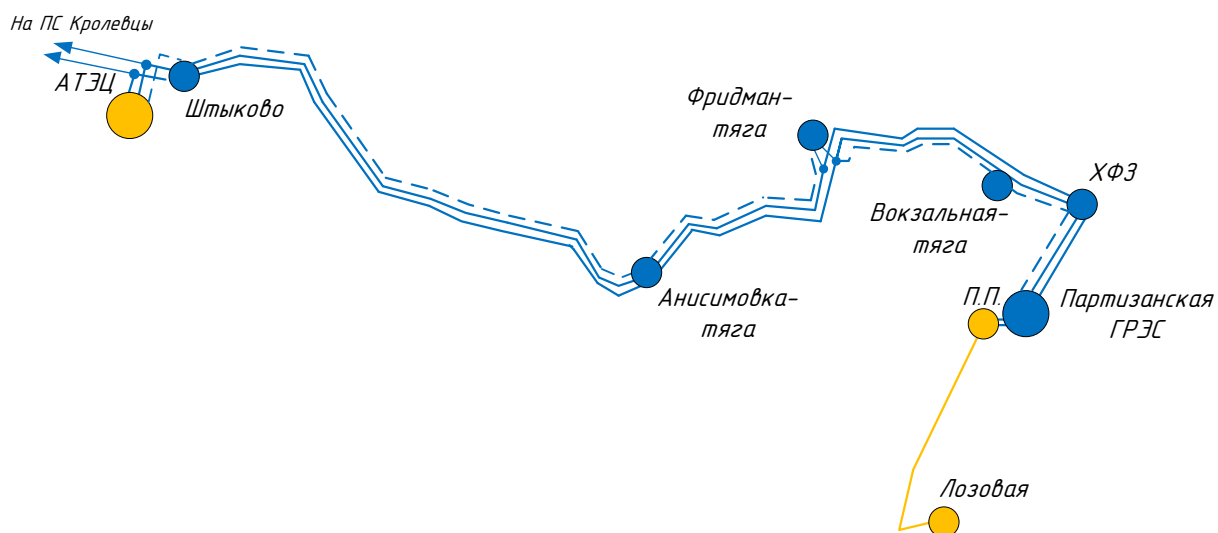


Рисунок 7- Карта-схема варианта №1

Для усиления линий 110 кВ, предполагается провести дополнительную линию по участку АТЭЦ-ПаГРЭС, при необходимости заменить провода на большее сечение, тем самым увеличится пропускная способность линий.

Установка третьего трансформатора, даст возможность без проблем увеличить нагрузку на тяговые ПС.

Вариант №2 предполагает усиление сети 110 кВ путем подключения к ней ПС 220/110 кВ, карта-схема показаны на рисунке 8.

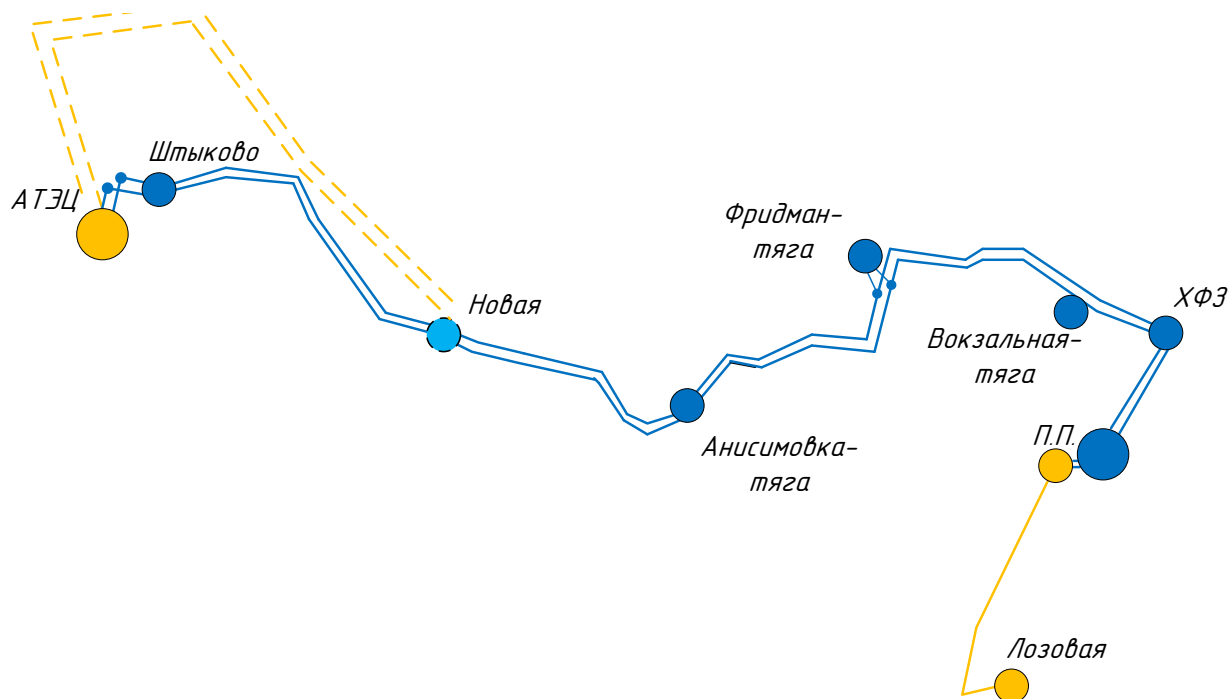


Рисунок 8 - сооружение новой ПС 220/110, вариант №2

Вариант №2 предусматривает строительство новой ПС на 220/110 кВ, которая послужит дополнительным источником питания, для рассматриваемого участка сети, что сделает его более надежным.

Далее рассматриваются оба варианта и определяются необходимый состав оборудования для каждого из типа.

#### 4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

В данном пункте рассматривается выбор количества и мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на тяговых ПС в связи с прогнозированным увеличением нагрузок.

Выбор числа и мощности трансформаторов осуществляется в зависимости от категории надёжности потребителей. Если в состав нагрузки подстанции входят потребители 1-й категории, то число устанавливаемых

трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух. Установка более двух трансформаторов (автотрансформаторов) применяется:

- на ПС промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки;
- если целесообразно использование на ПС двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух трансформаторов по существующей шкале.
- на действующей двухтрансформаторной ПС при росте нагрузок сверх расчетного уровня по согласованию с заказчиком.

В данной выпускной квалификационной работе для увеличения трансформаторной мощности устанавливается третий трансформатор для всех трех тяговых подстанций, на ПС «Вокзальная-тяга» заменим трансформаторы на более мощные. Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе (с учетом их допустимой по ТУ перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание полной нагрузки. Выбор мощности трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно. В соответствии со стандартом в аварийных случаях трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно допускают перегрузку в 1,4 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 часов в сутки при условии, что предыдущая нагрузка составляла не более 0,8 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки  $t = 20$  °С. Для трехтрансформаторной ПС мощность каждого трансформатора должна быть не выше  $0,6P_{ав}$ , но не менее  $P_{max}/2$ .

Расчёт вероятностных характеристик мощностей, с учетом прироста нагрузки на 16 МВт на тяговых подстанциях «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга» приведен в таблице 14.

Таблица 14– Вероятностные характеристики мощностей тяговых подстанций

Название	P <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>max</sub> , Мвар	P <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	P <sub>min</sub> , МВт	Q <sub>min</sub> , Мвар
Анисимовка/т	33	31.9	30.2	29,2	28.1	27.1
Фридман/т	34	32.2	31,1	29.5	28.9	27.4
Вокзальная/т	34	28.1	31.1	25.7	28.9	23.9

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (14)$$

где  $S_{\text{трасч}}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$  – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$  – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной подстанции, равный 0,7; для трёхтрансформаторной – 0,6.

Так как в рассматриваемой сети установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то  $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{max}}$ .

Расчетная мощность для ПС «Анисимовка-тяга»:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{30,2^2 + 31,9^2}}{3 \cdot 0,6} = 27,4 \text{ МВА.}$$

Примем к установке три трехобмоточных ТДТНЖ-40000/110.

Расчетная мощность для ПС «Фридман-тяга»:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{31,1^2 + 32,2^2}}{3 \cdot 0,6} = 27,87$$

Примем к установке три трехобмоточных ТДТНЖ-40000/110.

Расчетная мощность для ПС «Вокзальная-тяга»:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{31,1^2 + 28,1^2}}{3 \cdot 0,6} = 25,28$$

Примем к установке три трехобмоточных ТДТНЖ-40000/110.

После выбора трансформаторов сделаем проверку, проверка осуществляется по коэффициентам  $K_n$  -коэффициент загрузки в нормальном режиме, который определяется по формуле:

$$K_n = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{n \cdot S_{\text{трасч}}}; \quad (15)$$

И  $K_{\text{п.а.}}$  -коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{\text{п.а.}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{трасч}}}; \quad (16)$$

Расчет коэффициентов для ПС «Анисимовка-тяга»:

$$K_n = \frac{\sqrt{34,2^2 + 30^2}}{3 \cdot 40} = 0,4,$$

$$K_{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{34,2^2 + 30^2}}{2 \cdot 40} = 0,6$$

Расчет коэффициентов для ПС «Фридман-тяга»:

$$K_n = \frac{\sqrt{35,3^2 + 30,4^2}}{3 \cdot 40} = 0,4,$$



$$k_{п/а} = \frac{\sqrt{35,3^2 + 30,4^2}}{2 \cdot 40} = 0,6$$

Расчет коэффициентов для ПС «Вокзальная-тяга»:

$$K_n = \frac{\sqrt{35,3^2 + 26,1^2}}{3 \cdot 40} = 0,4,$$

$$k_{п/а} = \frac{\sqrt{35,3^2 + 26,1^2}}{2 \cdot 40} = 0,6$$

Расчитанные коэффициенты лежат в допустимых пределах:

$$K_n \leq 0,75; \quad K_{п.а} \leq 1,4.$$

Трансформаторы прошли проверку в послеаварийном режиме.

Выбор трансформаторов и расчёт коэффициентов загрузки сведем в таблицу 15:

Таблица 15 – Выбранные трансформаторы и соответствующие им коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах

ПС	$S_p$ , МВА	Тип трансформатора	$K_n$ , %	$K_{п.а}$ , %
Анисимовка/т	27,24	ТДТНЖ-40000/110	0,4	0,6
Фридман/т	27,76	ТДТНЖ-40000/110	0,4	0,6
Вокзальная/т	25,58	ТДТНЖ-40000/110	0,4	0,6

Для уменьшения потерь холостого хода третий трансформатор может быть выведен в резерв.

#### 4.2 Выбор сечений проводов ВЛ

Сечение проводов ВЛЭП 110 кВ выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (17)$$

где  $I_{нб}$  – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме,  
 $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам  
 эксплуатации линии;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число использования максимальной  
 нагрузки линии

Ток в линии:

$$I_{нб} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{ц}}, \quad (18)$$

где  $S_{max}$  – максимальная мощность, передаваемая по линии, МВА;

$U$  – напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$  – число цепей линии.

Максимальный ток в линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad (18)$$

Рассчитаем потоки мощности для варианта №1 и варианта №2, проверим  
 провода по длительному допустимому току, с помощью программы RastrWin.

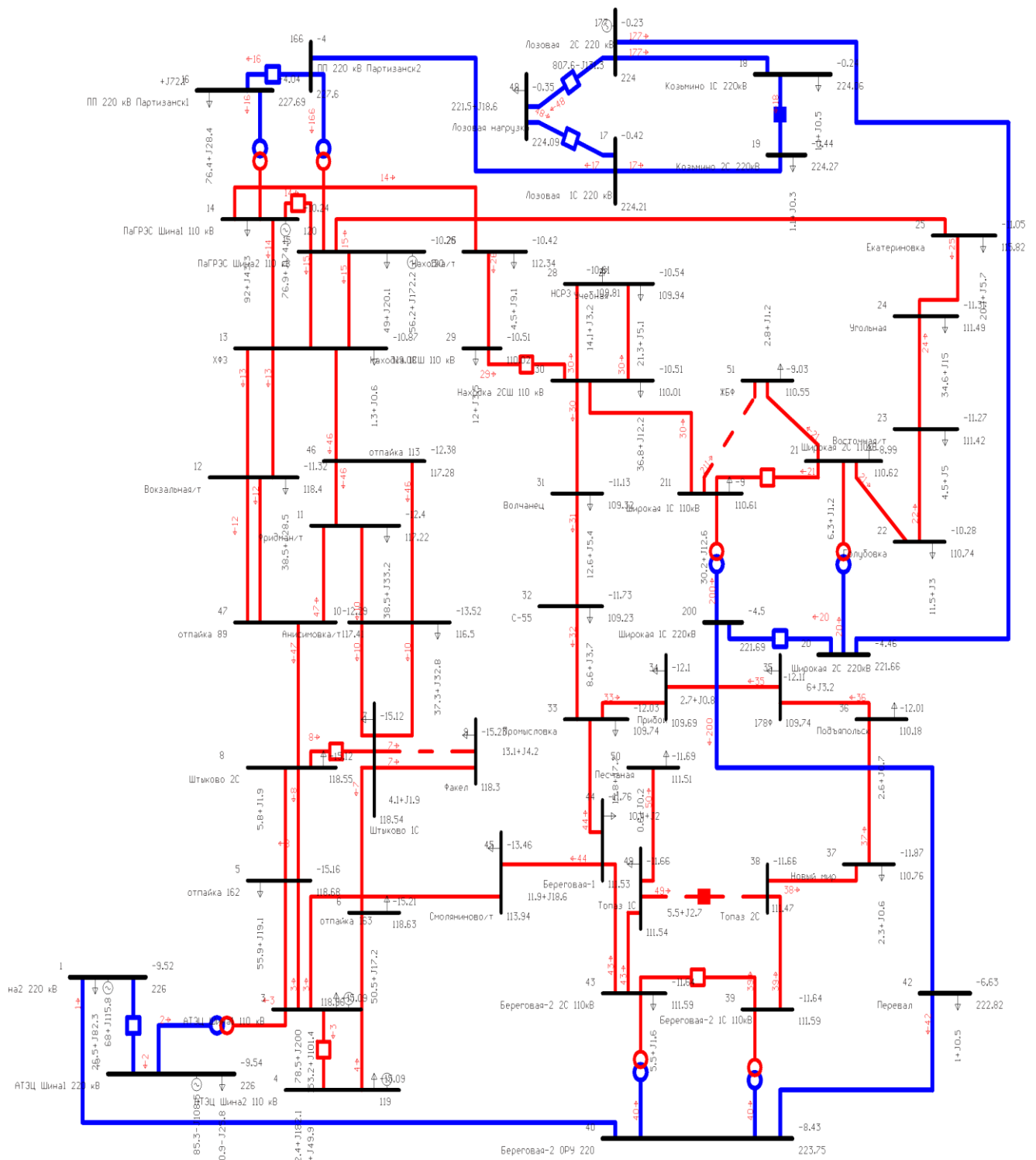


Рисунок 10 – Поток мощности для варианта №1

Таблица 16 – Расчет потоков мощности и максимальных токов ЛЭП

Название	S, МВА	I нб, А	Марка провода
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	26.6+J17.4	154	АС-240
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	26.6+J17.4	154	АС-240
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	36.3+J22.2	207	АС-240
Штыково 1С - отпайка 163	5.5-J8	47	АС-150
Штыково 2С - отпайка 162	3.5+J9.6	50	АС-150
Штыково 2С - отпайка 162	3.5+J9.6	50	АС-150
Штыково 1С - Факел	10.8+J3.3	55	АС-150
Штыково 1С - Факел			АС-150
Анисимовка/т - Штыково 1С	4.2-J10.2	55	АС-150
Анисимовка/т - Штыково 1С	4.2-J10.2	55	АС-150
отпайка 113 - Анисимовка/т	20.7+J3.1	103	АС-150
отпайка 89 - Фридман/т	40.7+J21.9	227	АС-240
отпайка 113 - Фридман/т	9.9+J7.9	62	АС-150
отпайка 89 - Штыково 2С	9.3-J7	57	АС-150
Вокзальная/т - отпайка 89	25.1+J7.1	128	АС-185
Вокзальная/т - отпайка 89	25.1+J7.1	128	АС-185
отпайка 113 - ХФЗ	30.5+J11	159	АС-185
ХФЗ - Вокзальная/т	41.1+J19	220	АС-240
ХФЗ - Вокзальная/т	41.1+J19	220	АС-240
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	38.8+J16.5	203	АС-240
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	38.5+J16.6	202	АС-240
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	37.1+J16.4	196	АС-240
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	226.4- J141.7	688	АС-400
Лозовая 2С 220 кВ - Козьмино 1С 220кВ	0.9-J3.3	9	АС-300
Лозовая 1С 220 кВ - Козьмино 2С 220кВ	0.9-J3.3	9	АС-300
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	172.3-J21.1	447	АС-300
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	23.2-J13.5	139	АС-150
Голубовка - Восточная/т	13.5-J15.8	107	АС-150
Угольная - Восточная/т	9.7-J19.5	112	АС-150
Екатериновка - Угольная	19.4+J32.1	190	АС-240
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	36.6+J37.7	255	АС-240
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	26.1+J36.5	221	АС-240
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	21+J28.1	181	АС-240
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	11.7+J2.5	62	АС-150
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	17.6+J4.2	94	АС-150
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	15.6+J1.9	82	АС-150
Волчанец - С-55	5.1-J2.2	29	АС-150
С-55 - Промысловка	2+J4.7	26	АС-150
Промысловка - Прибой	1.2-J0.4	7	АС-150

1	2	3	4
178Ф - Прибой	1+J0.6	7	АС-150
Подъяпольск - 178Ф	6+J2.8	35	АС-150
Новый мир - Подъяпольск	8.2+J3	46	АС-150
Топаз 2С - Новый мир	10.1+J3.1	55	АС-150
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	10.1+J3	54	АС-150
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	48.5-J22.8	138	АС-300
Широкая 1С 220кВ - Перевал	49.6-J26.6	146	АС-300
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	4.4-J13.3	51	АС-300
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	24-J8.3	130	АС-150
Береговая-1 - Промысловка	16.4+J9.7	100	АС-150
Береговая-1 - Смоляниново/т	1+J19.6	101	АС-150
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	12.3+J34.6	182	АС-240
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	5+J1.6	27	АС-150
Песчаная - Топаз 1С	0.5+J0.2	4	АС-150
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	2.3+J0.7	13	АС-150
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			АС-150
Анисимовка/т - Фридман/т	18.7+J3	93	АС-150

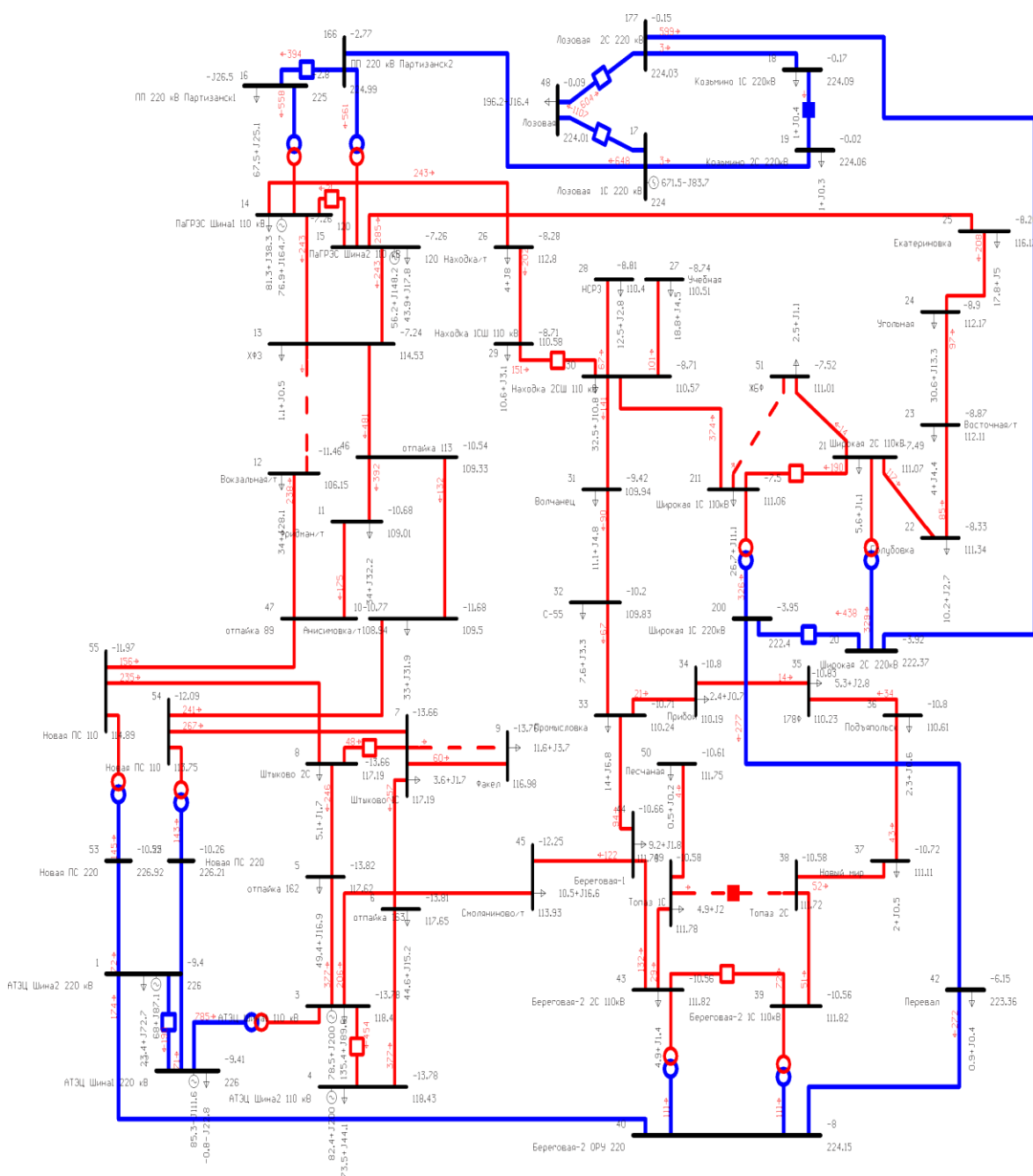


Рисунок 11 – Поток мощности для варианта №2

Таблица 17 – Расчет потоков мощности и максимальных токов ЛЭП

Название	S, MVA	I нб, А	Марка провода
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	35.2+J64	355	АС-150
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	33.2+J65	355	АС-150
Штыково 1С - отпайка 163	11.7+J49.4	249	АС-150
Штыково 2С - отпайка 162	14.5+J46.7	240	АС-150
Штыково 1С - Факел	11.6+J3.5	60	АС-150
Штыково 1С - Факел			АС-150
отпайка 113 - Анисимовка/т	29+J6.2	153	АС-150

1	2	3	4
отпайка 89 - Фридман/т	23.7+J21.1	164	АС-150
отпайка 113 - Фридман/т	10.3+J11.1	78	АС-150
Вокзальная/т - отпайка 89	30.7-J2.4	158	АС-150
отпайка 113 - ХФЗ	39.3+J4.9	204	АС-150
ХФЗ - Вокзальная/т	65.1+J26.3	357	АС-150
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	56+J16.6	281	АС-150
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	56+J16.5	281	АС-150
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	249.6-J75.3	672	АС-300
Лозовая 2С 220 кВ - Козьмино 1С 220кВ	1-J3.4	9	АС-300
Лозовая 1С 220 кВ - Козьмино 2С 220кВ	1-J3.2	9	АС-300
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	221.2-J20.5	572	АС-300
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	22-J12.6	131	АС-240
Голубовка - Восточная/т	11.6-J15	98	АС-240
Угольная - Восточная/т	7.5-J18.9	105	АС-240
Екатериновка - Угольная	23.6+J32.6	204	АС-240
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	42.1+J38.8	278	АС-400
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	32.3+J35.8	237	АС-300
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	26.8+J26.6	195	АС-300
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	12.5+J2.7	67	АС-300
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	18.8+J4.5	101	АС-150
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	23.4-J1.3	122	АС-150
Волчанец - С-55	12.1-J5.9	71	АС-240
С-55 - Промысловка	4.5-J8.7	52	АС-240
Промысловка - Прибой	2.8-J1.4	17	АС-240
178Ф - Прибой	0.4-J1.7	10	АС-240
Подъяпольск - 178Ф	4.9+J4.1	35	АС-150
Новый мир - Подъяпольск	7.2+J4.3	45	АС-150
Топаз 2С - Новый мир	9.2+J4.4	54	АС-150
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	9.3+J4.3	53	АС-150
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	87.6-J32.6	241	АС-150
Широкая 1С 220кВ - Перевал	89.2-J34.3	248	АС-150
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	43.4-J27.7	140	АС-150
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	23.7-J7.5	128	АС-150
Береговая-1 - Промысловка	12.5+J13.1	96	АС-150
Береговая-1 - Смоляниново/т	1.9-J22.5	116	АС-150
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	10.3+J39.1	200	АС-150
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	5.4+J1.4	29	АС-300
Песчаная - Топаз 1С	0.5+J0.2	4	АС-300
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	2.5+J0.8	14	АС-300
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			АС-150
Новая ПС 110 - Анисимовка/т	4.8+J38.4	199	АС-150

1	2	3	4
Новая ПС 110 - отпайка 89	6.2-J22.6	126	АС-150
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Новая ПС 220	22.6-J22.4	81	АС-300
АТЭЦ Шина1 220 кВ - Новая ПС 220	24.4-J16.5	75	АС-300
Новая ПС 110 - Штыково 1С	19.4-J48.6	264	АС-150
Новая ПС 110 - Штыково 2С	28.7-J38.9	241	АС-150

С помощью расчета наибольшего рабочего тока, для каждой линии выбрали марку проводов для варианта №1 и №2.

### 4.3 Оценка загрузки сети по вариантам.

Расчет для варианта №1.

Нормальный режим работы.

Таблица 18- Отклонение напряжения

Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %
1	2	3	4
АТЭЦ Шина2 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 110 кВ	110	118.96	8.14
АТЭЦ Шина2 110 кВ	110	119	8.18
отпайка 162	110	118.68	7.89
отпайка 163	110	118.63	7.84
Штыково 1С	110	118.54	7.76
Штыково 2С	110	118.55	7.77
Факел	110	118.3	7.55
Анисимовка/т	110	116.5	5.91
Фридман/т	110	117.22	6.57
Вокзальная/т	110	118.4	7.64
ХФЗ	110	119.08	8.25
ПаГРЭС Шина1 110 кВ	110	120	9.09
ПаГРЭС Шина2 110 кВ	110	120	9.09
ПП 220 кВ Партизанск2	220	227.6	3.46
ПП 220 кВ Партизанск1	220	227.69	3.49
Лозовая 2С 220 кВ	220	224	1.82
Лозовая 1С 220 кВ	220	224.21	1.91
Козьмино 1С 220кВ	220	224.06	1.84



1	2	3	4
Козьмино 2С 220кВ	220	224.27	1.94
Широкая 2С 220кВ	220	221.66	0.75
Широкая 1С 220кВ	220	221.69	0.77
Широкая 2С 110кВ	110	110.62	0.56
Широкая 1С 110кВ	110	110.61	0.56
Голубовка	110	110.74	0.67
Восточная/т	110	111.42	1.29
Угольная	110	111.49	1.35
Екатериновка	110	115.82	5.29
Находка/т	110	112.34	2.13
Учебная	110	109.94	-0.06
НСРЗ	110	109.81	-0.17
Находка 1СШ 110 кВ	110	110.02	0.02
Находка 2СШ 110 кВ	110	110.01	0.01
Волчанец	110	109.32	-0.61
С-55	110	109.23	-0.7
Промысловка	110	109.74	-0.24
Прибой	110	109.69	-0.28
178Ф	110	109.74	-0.24
Подъяпольск	110	110.18	0.16
Новый мир	110	110.76	0.69
Топаз 2С	110	111.47	1.33
Береговая-2 1С 110кВ	110	111.59	1.45
Береговая-2 ОРУ 220	220	223.75	1.71
Перевал	220	222.82	1.28
Береговая-2 2С 110кВ	110	111.59	1.45
Береговая-1	110	111.53	1.4
Смоляниново/т	110	113.94	3.58
отпайка 113	110	117.28	6.62
отпайка 89	110	117.41	6.74
Лозовая нагрузка	220	224.09	1.86
Топаз 1С	110	111.54	1.4
Песчаная	110	111.51	1.37
ЖБФ	110	110.55	0.5

Таблица 19-Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Инач, А	Икон, А	Идл. д А	dI, %
1	2	3	4	5
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	168	168	610	22.2
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	168	168	610	22.2
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	231	232	610	30.5
Штыково 1С - отпайка 163	99	99	610	13.1
Штыково 2С - отпайка 162	77	76	610	10.1
Штыково 2С - отпайка 162	77	76	610	10.1
Штыково 1С - Факел	67	67	610	8.8
Штыково 1С - Факел			610	
Анисимовка/т - Штыково 1С	100	92	610	13.2
Анисимовка/т - Штыково 1С	100	92	610	13.2
отпайка 113 - Анисимовка/т	165	165	610	21.7
отпайка 89 - Фридман/т	305	305	610	40.1
отпайка 113 - Фридман/т	75	76	610	10
отпайка 89 - Штыково 2С	111	105	610	14.7
Вокзальная/т - отпайка 89	191	191	610	25.2
Вокзальная/т - отпайка 89	191	191	610	25.2
отпайка 113 - ХФЗ	230	229	610	30.3
ХФЗ - Вокзальная/т	300	300	610	39.5
ХФЗ - Вокзальная/т	300	300	610	39.5
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	281	282	610	37.1
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	280	281	610	37
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	271	271	610	35.7
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	895	892	825	87.1
Лозовая 2С 220 кВ - Козьмино 1С 220кВ	9	3	710	1
Лозовая 1С 220 кВ - Козьмино 2С 220кВ	9	3	710	1
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	676	675	710	76.5
Продолжение таблицы 20 Широкая 2С 110кВ - Голубовка	179	177	450	31.9
Голубовка - Восточная/т	135	133	450	24.1
Угольная - Восточная/т	137	137	450	24.4
Екатериновка - Угольная	213	217	450	38.7
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	292	295	450	52.6
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	244	249	450	44.5
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	198	199	450	35.6
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	76	76	450	13.6
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	461	461	450	82.3
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	115	115	450	20.5
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	129	128	450	22.9
Волчанец - С-55	69	68	450	12.4
С-55 - Промысловка	51	48	450	9
Промысловка - Прибой	16	15	450	2.8
178Ф - Прибой	9	10	450	1.7
Подъяпольск - 178Ф	39	41	450	7.3

1	2	3	4	5
Новый мир - Подьяпольск	52	53	450	9.4
Топаз 2С - Новый мир	63	64	450	11.4
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	63	63	450	11.2
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	268	263	710	30.3
Широкая 1С 220кВ - Перевал	274	270	710	31
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	137	147	710	16.6
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	168	168	450	29.9
Береговая-1 - Промысловка	111	113	450	20.2
Береговая-1 - Смоляниново/т	136	132	450	24.3
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	223	227	450	40.6
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	33	34	450	6
Песчаная - Топаз 1С	3	4	450	0.7
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	15	16	450	2.8
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			450	
Анисимовка/т - Фридман/т	150	150	610	19.8

Состояние сети почти соответствует нормам, отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

Расчет послеаварийного режима.

Произведем отключение одной цепи линии от ПС Штыково до ПС Анисимовка-тяга.

Таблица 21- Отклонения напряжений

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>ном</sub> , кВ	dU, %
1	2	3	4
АТЭЦ Шина2 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 110 кВ	110	118.96	8.15
АТЭЦ Шина2 110 кВ	110	119	8.18
отпайка 162	110	118.69	7.9
отпайка 163	110	118.65	7.86
Штыково 1С	110	118.57	7.79
Штыково 2С	110	118.58	7.8

1	2	3	4
Факел	110	118.34	7.58
Анисимовка/т	110	115.92	5.38
Фридман/т	110	116.96	6.32
Вокзальная/т	110	118.29	7.54
ХФЗ	110	119.01	8.19
ПаГРЭС Шина1 110 кВ	110	120	9.09
ПаГРЭС Шина2 110 кВ	110	120	9.09
ПП 220 кВ Партизанск2	220	227.63	3.47
ПП 220 кВ Партизанск1	220	227.71	3.5
Лозовая 2С 220 кВ	220	224	1.82
Лозовая 1С 220 кВ	220	224.21	1.91
Козьмино 1С 220кВ	220	224.06	1.84
Козьмино 2С 220кВ	220	224.27	1.94
Широкая 2С 220кВ	220	221.64	0.75
Широкая 1С 220кВ	220	221.67	0.76
Широкая 2С 110кВ	110	110.61	0.55
Широкая 1С 110кВ	110	110.6	0.55
Голубовка	110	110.73	0.66
Восточная/т	110	111.42	1.29
Угольная	110	111.48	1.35
Екатериновка	110	115.82	5.29
Находка/т	110	112.34	2.12
Учебная	110	109.93	-0.07
НСРЗ	110	109.8	-0.18
Находка 1СШ 110 кВ	110	110.01	0.01
Находка 2СШ 110 кВ	110	110	0
Волчанец	110	109.32	-0.62
С-55	110	109.23	-0.7
Промысловка	110	109.74	-0.23
Прибой	110	109.7	-0.28
178Ф	110	109.74	-0.24
Подъяпольск	110	110.18	0.17
Новый мир	110	110.77	0.7
Топаз 2С	110	111.48	1.34
Береговая-2 1С 110кВ	110	111.6	1.45
Береговая-2 ОРУ 220	220	223.74	1.7
Перевал	220	222.79	1.27
Береговая-2 2С 110кВ	110	111.6	1.46
Береговая-1	110	111.54	1.4
Смоляниново/т	110	113.94	3.58

1	2	3	4
отпайка 113	110	117.01	6.37
отпайка 89	110	117.17	6.52
Лозовая нагрузка	220	224.09	1.86
Топаз 1С	110	111.55	1.41
Песчаная	110	111.51	1.38
ЖБФ	110	110.54	0.49

Таблица 22- Токовая загрузка ЛЭП.

Название	Инач, А	Икон, А	Идл.д, А	Ирасч., А	dI, %
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	165	166	610	759.4	21.8
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	165	166	610	759.4	21.8
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	229	229	610	759.4	30.2
Штыково 1С - отпайка 163	88	87	610	759.4	11.5
Штыково 2С - отпайка 162	66	65	610	759.4	8.7
Штыково 2С - отпайка 162	66	65	610	759.4	8.7
Штыково 1С - Факел	67	67	610	759.4	8.8
Штыково 1С - Факел			610	759.4	
Анисимовка/т - Штыково 1С	138	131	610	759.4	18.2
Анисимовка/т - Штыково 1С			610	759.4	
отпайка 113 - Анисимовка/т	151	151	610	759.4	19.9
отпайка 89 - Фридман/т	297	298	610	759.4	39.2
отпайка 113 - Фридман/т	79	79	610	759.4	10.4
отпайка 89 - Штыково 2С	131	124	610	759.4	17.3
Вокзальная/т - отпайка 89	189	190	610	759.4	25
Вокзальная/т - отпайка 89	189	190	610	759.4	25
отпайка 113 - ХФЗ	227	226	610	759.4	29.9
ХФЗ - Вокзальная/т	300	300	610	759.4	39.5
ХФЗ - Вокзальная/т	300	300	610	759.4	39.5
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	281	281	610	759.4	37
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	280	280	610	759.4	36.9
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	270	271	610	759.4	35.6
Лозовая 2С 220 кВ - Козьино 1С 220кВ	9	3	710	884	1
Лозовая 1С 220 кВ - Козьино 2С 220кВ	9	3	710	884	1
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	683	682	710	884	77.2
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	176	174	450	560.2	31.3
Голубовка - Восточная/т	132	130	450	560.2	23.6
Угольная - Восточная/т	134	134	450	560.2	24
Екатериновка - Угольная	213	217	450	560.2	38.8

1	2	3	4	5	6
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	294	296	450	560.2	52.9
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	244	250	450	560.2	44.6
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	198	200	450	560.2	35.7
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	76	76	450	560.2	13.6
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	461	461	450	560.2	82.2
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	115	115	450	560.2	20.5
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	133	133	450	560.2	23.7
Волчанец - С-55	74	73	450	560.2	13.3
С-55 - Промысловка	55	52	450	560.2	9.8
Промысловка - Прибой	17	16	450	560.2	3
178Ф - Прибой	9	10	450	560.2	1.9
Подьяпольск - 178Ф	39	41	450	560.2	7.2
Новый мир - Подьяпольск	51	52	450	560.2	9.3
Топаз 2С - Новый мир	62	63	450	560.2	11.3
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	62	62	450	560.2	11.1
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	276	272	710	884	31.2
Широкая 1С 220кВ - Перевал	282	278	710	884	32
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	144	154	710	884	17.4
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	169	169	450	560.2	30.2
Береговая-1 - Промысловка	110	112	450	560.2	20.1
Береговая-1 - Смоляниново/т	141	136	450	560.2	25.1
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	226	230	450	560.2	41.1
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	33	34	450	560.2	6
Песчаная - Топаз 1С	3	4	450	560.2	0.7
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	15	16	450	560.2	2.8
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			450	560.2	
Анисимовка/т - Фридман/т	137	136	610	759.4	18.1

В послеаварийном режиме все параметры находятся в допустимых пределах.

Расчет для варианта №2.

Нормальный режим работы.

Таблица 23 – Отклонение напряжений

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
АТЭЦ Шина2 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 110 кВ	110	118.97	8.15

1	2	3	4
АТЭС Шина2 110 кВ	110	119	8.18
отпайка 162	110	118.37	7.61
отпайка 163	110	118.41	7.64
Штыково 1С	110	118.13	7.4
Штыково 2С	110	118.13	7.4
Факел	110	117.93	7.21
Анисимовка/т	110	114.32	3.93
Фридман/т	110	116.53	5.94
Вокзальная/т	110	117.81	7.1
ХФЗ	110	118.82	8.02
ПаГРЭС Шина1 110 кВ	110	120	9.09
ПаГРЭС Шина2 110 кВ	110	120	9.09
ПП 220 кВ Партизанск2	220	225	2.27
ПП 220 кВ Партизанск1	220	225	2.27
Лозовая 2С 220 кВ	220	224.03	1.83
Лозовая 1С 220 кВ	220	224	1.82
Козьмино 1С 220кВ	220	224.09	1.86
Козьмино 2С 220кВ	220	224.06	1.85
Широкая 2С 220кВ	220	222.51	1.14
Широкая 1С 220кВ	220	222.54	1.15
Широкая 2С 110кВ	110	111.14	1.04
Широкая 1С 110кВ	110	111.14	1.04
Голубовка	110	111.41	1.28
Восточная/т	110	112.15	1.96
Угольная	110	112.22	2.01
Екатериновка	110	116.19	5.63
Находка/т	110	112.86	2.6
Учебная	110	110.59	0.53
НСРЗ	110	110.48	0.44
Находка 1СШ 110 кВ	110	110.66	0.6
Находка 2СШ 110 кВ	110	110.65	0.59
Волчанец	110	110.04	0.04
С-55	110	109.95	-0.04
Промысловка	110	110.38	0.34
Прибой	110	110.33	0.3
178Ф	110	110.37	0.34
Подъяпольск	110	110.75	0.69
Новый мир	110	111.26	1.14
Топаз 2С	110	111.86	1.69
Береговая-2 1С 110кВ	110	111.97	1.79
Береговая-2 ОРУ 220	220	224.32	1.96

1	2	3	4
Перевал	220	223.55	1.61
Береговая-2 2С 110кВ	110	111.97	1.79
Береговая-1	110	111.93	1.76
Смоляниново/т	110	114.33	3.93
отпайка 113	110	116.61	6.01
отпайка 89	110	116.63	6.02
Лозовая нагрузка	220	224.01	1.82
Топаз 1С	110	111.93	1.76
Песчаная	110	111.9	1.73
ЖБФ	110	111.09	0.99
Новая ПС 1С 220	220	228.72	3.96
Новая ПС 2С 220	220	228.7	3.96
Новая ПС 1С 110	110	116.39	5.81
Новая ПС 2С 110	110	116.4	5.81

Таблица 24- Токовая загрузка ЛЭП.

Название	Инач, А	Икон, А	Идл.д, А	Ирасч., А	dI, %
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	291	291	450	560.2	52
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	288	288	450	560.2	51.4
Штыково 1С - отпайка 163	178	177	450	560.2	31.7
Штыково 2С - отпайка 162	172	171	450	560.2	30.6
Штыково 1С - Факел	59	60	450	560.2	10.6
Штыково 1С - Факел			450	560.2	
Новая ПС 2С 110 - Штыково 1С	189	185	610	759.4	24.9
отпайка 113 - Анисимовка/т	108	111	610	759.4	14.6
отпайка 89 - Фридман/т	110	110	610	759.4	14.5
отпайка 113 - Фридман/т	113	113	610	759.4	14.9
Новая ПС 1С 110 - Штыково 2С	189	185	610	759.4	24.8
Вокзальная/т - отпайка 89	170	171	610	759.4	22.5
отпайка 113 - ХФЗ	218	216	610	759.4	28.7
ХФЗ - Вокзальная/т	373	373	610	759.4	49.2
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ	297	297	610	759.4	39.1
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	297	297	610	759.4	39.1
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	657	655	825	1,027.10	63.9
Лозовая 2С 220 кВ - Козьино 1С 220кВ	9	3	710	884	1
Лозовая 1С 220 кВ - Козьино 2С 220кВ	9	3	710	884	1
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	557	556	710	884	63
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	130	128	450	560.2	23.1
Голубовка - Восточная/т	97	94	450	560.2	17.3
Угольная - Восточная/т	104	104	690	859	12.1
Екатериновка - Угольная	201	204	690	859	23.8



1	2	3	4	5	6
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	276	279	690	859	32.5
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	233	237	450	560.2	42.4
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	194	195	450	560.2	34.9
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	67	67	450	560.2	11.9
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	368	368	450	560.2	65.7
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	101	101	450	560.2	18
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	118	118	450	560.2	21.1
Волчанец - С-55	67	65	450	560.2	11.9
С-55 - Промысловка	49	46	450	560.2	8.7
Промысловка - Прибой	16	15	450	560.2	2.8
178Ф - Прибой	9	10	450	560.2	1.7
Подъяпольск - 178Ф	34	35	450	560.2	6.3
Новый мир - Подъяпольск	44	45	450	560.2	8.1
Топаз 2С - Новый мир	53	54	450	560.2	9.7
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	53	53	450	560.2	9.5
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	230	226	690	859	26.8
Широкая 1С 220кВ - Перевал	237	232	710	884	26.8
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	121	130	710	884	14.7
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	127	127	450	560.2	22.6
Береговая-1 - Промысловка	95	97	450	560.2	17.4
Береговая-1 - Смоляниново/т	115	110	450	560.2	20.5
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	196	200	450	560.2	35.8
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	29	29	450	560.2	5.2
Песчаная - Топаз 1С	3	4	450	560.2	0.7
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	14	14	450	560.2	2.5
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			450	560.2	
Новая ПС 1С 110 - Анисимовка/т	126	130	610	759.4	17.1
Новая ПС 2С 110 - отпайка 89	87	89	610	759.4	11.8
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Новая ПС 2С 220	146	133	710	884	16.5

Послеаварийный режим , отключение линии ПаГРЭС-ХФЗ

Таблица 25- Токовая нагрузка ЛЭП.

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	dU, %
1	2	3	4
АТЭЦ Шина2 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 220 кВ	220	226	2.73
АТЭЦ Шина1 110 кВ	110	118.97	8.15
АТЭЦ Шина2 110 кВ	110	119	8.18
отпайка 162	110	118.35	7.59
отпайка 163	110	118.39	7.62

1	2	3	4
Штыково 1С	110	118.09	7.36
Штыково 2С	110	118.09	7.36
Факел	110	117.89	7.17
Анисимовка/т	110	113.93	3.58
Фридман/т	110	115.69	5.17
Вокзальная/т	110	116.81	6.19
ХФЗ	110	117.77	7.07
ПаГРЭС Шина1 110 кВ	110	120	9.09
ПаГРЭС Шина2 110 кВ	110	120	9.09
ПП 220 кВ Партизанск2	220	225	2.27
ПП 220 кВ Партизанск1	220	225	2.27
Лозовая 2С 220 кВ	220	224.03	1.83
Лозовая 1С 220 кВ	220	224	1.82
Козьмино 1С 220кВ	220	224.09	1.86
Козьмино 2С 220кВ	220	224.06	1.85
Широкая 2С 220кВ	220	222.49	1.13
Широкая 1С 220кВ	220	222.52	1.15
Широкая 2С 110кВ	110	111.13	1.03
Широкая 1С 110кВ	110	111.13	1.02
Голубовка	110	111.39	1.27
Восточная/т	110	112.14	1.95
Угольная	110	112.21	2.01
Екатериновка	110	116.19	5.63
Находка/т	110	112.85	2.59
Учебная	110	110.58	0.52
НСРЗ	110	110.47	0.42
Находка 1СШ 110 кВ	110	110.65	0.59
Находка 2СШ 110 кВ	110	110.64	0.58
Волчанец	110	110.03	0.03
С-55	110	109.94	-0.05
Промысловка	110	110.38	0.34
Прибой	110	110.33	0.3
178Ф	110	110.37	0.34
Подъяпольск	110	110.76	0.69
Новый мир	110	111.26	1.14
Топаз 2С	110	111.87	1.7
Береговая-2 1С 110кВ	110	111.97	1.79
Береговая-2 ОРУ 220	220	224.3	1.96
Перевал	220	223.53	1.6
Береговая-2 2С 110кВ	110	111.97	1.79
Береговая-1	110	111.93	1.76

1	2	3	4
Смоляниново/т	110	114.32	3.93
отпайка 113	110	115.77	5.25
отпайка 89	110	115.79	5.26
Лозовая нагрузка	220	224.01	1.82
Топаз 1С	110	111.93	1.76
Песчаная	110	111.9	1.73
ЖБФ	110	111.07	0.98
Новая ПС 1С 220	220	228.51	3.87
Новая ПС 2С 220	220	228.49	3.86
Новая ПС 1С 110	110	116.19	5.63
Новая ПС 2С 110	110	116.2	5.63

Таблица 26 - Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Инач, А	Икон, А	Идл.д., А	Ирасч., А	dI, %
1	2	3	4	5	6
АТЭЦ Шина1 110 кВ - отпайка 162	301	301	450	560.2	53.7
АТЭЦ Шина2 110 кВ - отпайка 163	298	298	450	560.2	53.2
Штыково 1С - отпайка 163	184	183	450	560.2	32.8
Штыково 2С - отпайка 162	177	176	450	560.2	31.5
Штыково 1С - Факел	59	60	450	560.2	10.6
Штыково 1С - Факел			450	560.2	
Новая ПС 2С 110 - Штыково 1С	192	188	610	759.4	25.3
отпайка 113 - Анисимовка/т	99	101	610	759.4	13.3
отпайка 89 - Фридман/т	114	114	610	759.4	15
отпайка 113 - Фридман/т	112	112	610	759.4	14.7
Новая ПС 1С 110 - Штыково 2С	192	188	610	759.4	25.2
Вокзальная/т - отпайка 89	158	159	610	759.4	20.9
отпайка 113 - ХФЗ	206	204	610	759.4	27.1
ХФЗ - Вокзальная/т	361	362	610	759.4	47.6
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - ХФЗ			610	759.4	
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - ХФЗ	570	571	610	759.4	75.1
Лозовая 1С 220 кВ - ПП 220 кВ Партизанск2	651	649	825	1,027.10	63.4
Лозовая 2С 220 кВ - Козьино 1С 220кВ	9	3	710	884	1
Лозовая 1С 220 кВ - Козьино 2С 220кВ	9	3	710	884	1
Лозовая 2С 220 кВ - Широкая 2С 220кВ	564	563	710	884	63.9
Широкая 2С 110кВ - Голубовка	127	125	450	560.2	22.6
Голубовка - Восточная/т	94	91	450	560.2	16.8
Угольная - Восточная/т	102	102	690	859	11.9
Екатериновка - Угольная	202	205	690	859	23.9
ПаГРЭС Шина2 110 кВ - Екатериновка	278	280	690	859	32.6

1	2	3	4	5	6
ПаГРЭС Шина1 110 кВ - Находка/т	234	239	450	560.2	42.6
Находка/т - Находка 1СШ 110 кВ	195	197	450	560.2	35.2
Находка 2СШ 110 кВ - НСРЗ	67	67	450	560.2	11.9
Находка 2СШ 110 кВ - Широкая 1С 110кВ	368	368	450	560.2	65.7
Находка 2СШ 110 кВ - Учебная	101	101	450	560.2	18
Находка 2СШ 110 кВ - Волчанец	123	123	450	560.2	21.9
Волчанец - С-55	72	70	450	560.2	12.8
С-55 - Промысловка	53	50	450	560.2	9.4
Промысловка - Прибой	17	16	450	560.2	3
178Ф - Прибой	9	11	450	560.2	1.9
Подъяпольск - 178Ф	33	35	450	560.2	6.2
Новый мир - Подъяпольск	44	45	450	560.2	8
Топаз 2С - Новый мир	53	54	450	560.2	9.6
Береговая-2 1С 110кВ - Топаз 2С	53	53	450	560.2	9.4
Перевал - Береговая-2 ОРУ 220	239	235	690	859	27.8
Широкая 1С 220кВ - Перевал	246	241	710	884	27.8
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Береговая-2 ОРУ 220	129	138	710	884	15.6
Береговая-2 2С 110кВ - Береговая-1	128	128	450	560.2	22.8
Береговая-1 - Промысловка	94	97	450	560.2	17.3
Береговая-1 - Смоляниново/т	118	114	450	560.2	21.1
АТЭЦ Шина1 110 кВ - Смоляниново/т	198	203	450	560.2	36.2
Береговая-2 2С 110кВ - Топаз 1С	29	29	450	560.2	5.2
Песчаная - Топаз 1С	3	4	450	560.2	0.7
Широкая 2С 110кВ - ЖБФ	14	14	450	560.2	2.5
Широкая 1С 110кВ - ЖБФ			450	560.2	
Новая ПС 1С 110 - Анисимовка/т	139	142	610	759.4	18.8
Новая ПС 2С 110 - отпайка 89	80	84	610	759.4	11.1
АТЭЦ Шина2 220 кВ - Новая ПС 2С 220	146	134	710	884	16.6

Расчет нормального и послеаварийного режима для варианта №1 и №2 показал, что оба варианта реконструкции электрической сети на участке АТЭЦ-ПаГРЭС функционирует нормально, отклонения параметров напряжения находятся в рамках допустимого, ток не превышает длительно-допустимый.

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

### 5.1 Устанавливаемое оборудование

Перечень и цены устанавливаемого оборудования на подстанциях, расположенных между АТЭЦ и ПаГРЭС приведены в таблице 19, 20, 21 [29].

Таблица 26 – Перечень и цены трансформаторов, устанавливаемых на ПС

Марка трансформатора	Количество, шт.		Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 2000 г.)
	Вариант №1	Вариант №2	
ТДТНЖ-40000/110	9	9	13200
ТДН-16000/110	2	2	5849
ТДТН-10000/110	2	2	5890
АТДЦТН-125000/220/110	-	2	30990

Таблица 27 – Параметры ВЛ для варианта №1

Провода сталеалюминиевые сечением, шт. ×мм <sup>2</sup>	Количество цепей	Цена на 1 км. линии, тыс.руб. (цены на 2000 г.)
1	2	3
до 150	1	850
до 150	2	1150
150-240	1	890
150-240	2	1140

## 5.2 Определение капитальных вложений в сеть

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (19)$$

где  $K_{\text{ВЛ}}$  – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$  – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_3 \quad (20)$$

где  $k_0$  – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{\text{инф}}$  – коэффициент инфляции.

$k_3$  – повышающий зональный коэффициент.

Коэффициент инфляции относительно 2000 года составляет 4,8. Повышающий зональный коэффициент для Дальнего Востока составляет по воздушным линиям: 1,4; по подстанциям: 1,3.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{\text{П/С}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{пост}}) k_{\text{инф}} \cdot k_3, \quad (21)$$

где  $K_{\text{ОРУ}}$  – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{\text{тр}}$  – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.

Величины капиталовложений представлены в таблице 28.

Таблица 28- Капитальные вложения

Вариант сети	К <sub>ВЛ</sub> , тыс.руб	К <sub>П/С</sub> , тыс.руб	∑К, тыс.руб
1	2	3	4
№1	1377000	5937000	7313915,52
№2	1812000	7557000	9369641,28

### 5.3 Расчет амортизационных отчислений

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 20:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (22)$$

где  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$  – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет). Результат представлен в таблице 24.

Таблица 24- Амортизационные отчисления

Вариант сети	I <sub>AM</sub> , тыс.руб
1	2
№1	388644,13
№2	498686,11

#### 5.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у 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 неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (23)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 3,5 руб./кВт·ч

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (24)$$

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



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

$\alpha_{ПС}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС;

$\alpha_{ВЛ}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ.

Результаты представлены в таблице 12.

Таблица 25 – Эксплуатационные издержки и издержки на потери.

Вариант сети	$I_{\Delta W}$ , тыс.руб	$I_{экс}$ , тыс.руб
1	2	3
№1	494100	365700
№2	736400	468500

## 5. Приведенные затраты

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I \quad (25)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования  $E = 0,1$ ;

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{ср.г1} = 1979829,549 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{ср.г2} = 2640509,565 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет представлен в приложении А.

Таким образом по результатам экономического расчёта выбран вариант №1 - усиление сети 110 кВ, как наиболее выгодный.

Для выбранного результата рассчитаем токи КЗ, выберем оборудование, рассчитаем молниезащиту и заземление, релейную защиту.

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки. Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность в эксплуатации;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материала;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персонала в процессе срочного переключения;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ вплоть до 500 кВ должно быть не более двух;
- схема с отделителями и короткозамыкателями применяется при напряжении до 110 кВ и мощности трансформаторов до 25 МВА.

Так как железнодорожные потребители относятся в основном к I и II категории по надежности электроснабжения, поэтому ТП выполняют двухтрансформаторными, как правило, один из которых находится в резерве.

Однолинейную схему проектируемой узловой подстанции по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы две системы шин с одной обходной. Монтируется ОРУ-110 кВ на том же месте, на тех же основаниях с целью повышения экономической эффективности проекта.

Схема тяговой подстанции с тяговой стороны (для ОРУ 27,5 кВ) выполним с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин в двухпроводном исполнении, дополненной запасным выключателем и запасной шиной.

Схема тяговой подстанции со стороны районной нагрузки (для ЗРУ - 11 кВ) выполним с одиночной, секционированной выключателем системой шин.

## 6.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

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

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

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение  $\frac{X}{r}$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. -  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть  $I_{пт} = I_{п0}$ .

## 6.2 Составление схемы замещения

Так как подстанции «Анисимовка-тяга», «Фридаман-тяга», «Вокзальная-тяга» однотипны, выберем одну подстанцию. Рассчитаем токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции Анисимовка-тяга для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Подпитка от обобщенной нагрузки со стороны СН и НН не учитываются, т.к. они малозначительны.

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 5.

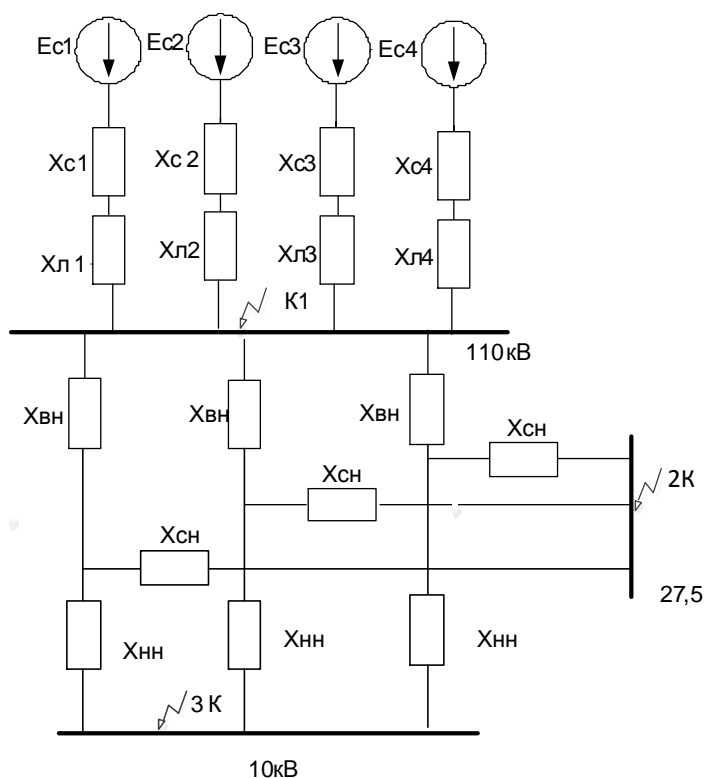


Рисунок 12 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС «Анисимовка-тяга»

Расчёт выполняем в относительных единицах. Примем базисную мощность, равную  $S_{\delta} = 1000 \text{ MVA}$ . За базисное напряжение примем:

$$U_{BI} = 115 \text{ кВ}, U_{BII} = 27,5 \text{ кВ}, U_{BIII} = 11 \text{ кВ}.$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам, %:

$$U_{KB} = 0.5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}), \quad (26)$$

$$U_{KB} = 0.5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75$$

$$U_{KC} = 0.5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}), \quad (27)$$

$$U_{KC} = 0.5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \approx 0$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \quad (28)$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25$$

Сопротивления трансформаторов определим по формулам:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{т.ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,7, \quad (29)$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{т.ном}} \approx 0, \quad (30)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{т.ном}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,6. \quad (31)$$

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:  $K_3$

$$I_{Б115} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{БI}} \quad (32)$$

$$I_{Б115} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{Б27,5} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{БII}} \quad (33)$$

$$I_{Б27,5} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 21 \text{ кА};$$

$$I_{Б11} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52 \text{ кА.}$$

Определение параметров схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{Б1}} \quad (34)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,5 \cdot 115} = 2 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,5 \cdot 115} = 2 \text{ Ом.}$$

$$X_{c3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,2 \cdot 115} = 1,2 \text{ Ом.}$$

$$X_{c4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,2 \cdot 115} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{л1} = X_{yo} \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{Б1}^2} \quad (35)$$

$$X_{л1} = 0,405 \cdot 55 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,68 \text{ Ом}$$

Так как двухцепная линия  $X_{л1} = \frac{1,68}{2} = 0,84$

$$X_{л2} = 0,84 \text{ Ом}$$

$$X_{л3} = 0,405 \cdot 21,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,66 \text{ Ом}$$

Так как двухцепная линия  $X_{л3} = \frac{0,66}{2} = 0,33$

$$X_{л4} = 0,33 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{экв}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (36)$$

где  $X_{\text{экв}}$  – эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

$I_{\sigma}$  – базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (37)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (38)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (39)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания,  $T_a = 0,03, [5]$ .

Произведем расчет тока КЗ в т. К1. Схема замещения приведена на рисунке 6.

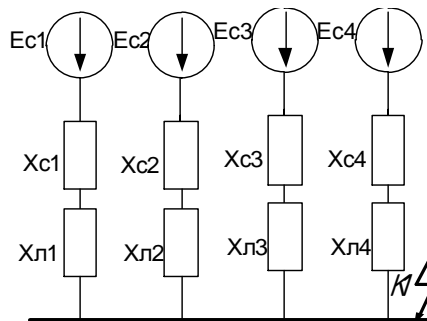


Рисунок 13 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (40)$$

$$X_1 = 2 + 0,84 = 2,84 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (41)$$

$$X_2 = 2,84 \text{ Ом}$$

$$X_3 = 1,2 + 0,66 = 1,86 \text{ Ом}$$

$$X_4 = 1,86 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{эКВ}} = \frac{X_1 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot X_4}{X_1 \cdot X_2 + X_2 \cdot X_3 + X_3 \cdot X_4 + X_4 \cdot X_1} \quad (42)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = 1,26 \text{ Ом}$$



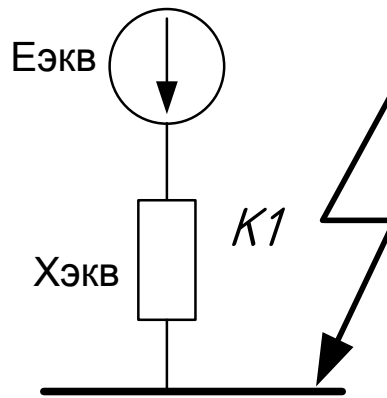


Рисунок 14 – Схема замещения после эквивалентирования

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ( $E_c=1$ )

Сопротивление системы можно определить по формуле

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{экв}} \cdot I_B \quad (43)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{1,26} \cdot 5,02 = 4 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4 = 3,5 \text{ кА.} \quad (44)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (45)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 4 = 9,73 \text{ кА.} \quad (46)$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К2.

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{ЭКВ2}} \cdot I_{Б27,5}$$

$$X_{ЭКВ2} = X_{ЭКВ1} + X_{ВН}$$

$$X_{ЭКВ2} = 1,26 + 2,7 = 3,96 \text{ Ом}$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{3,96} \cdot 21 = 5,3 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,3 = 4,6 \text{ кА.} \quad (47)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (48)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 5,3 = 12,89 \text{ кА.} \quad (49)$$

Произведем расчет тока КЗ в т. КЗ.

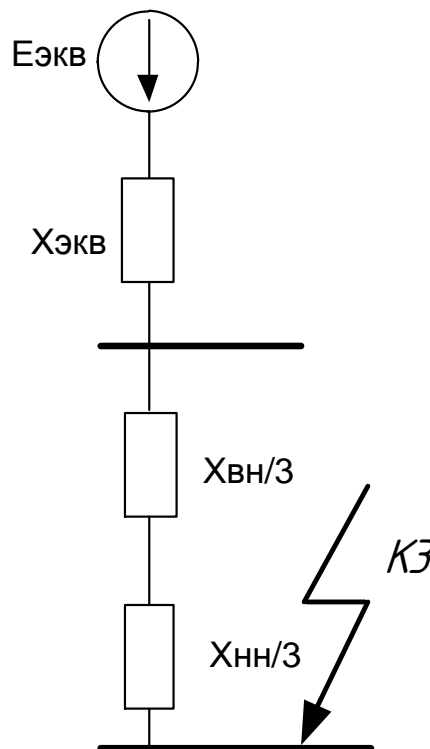


Рисунок 15 – Схема замещения для токов КЗ в точке КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_{\text{экв3}} = X_{\text{экв}} + \frac{(X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}}) \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}}) \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}})}{3 \cdot (X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}})} \quad (50)$$

$$X_{\text{экв3}} = 1,26 + \frac{(2,7 + 1,6) \cdot (2,7 + 1,6) \cdot (2,7 + 1,6)}{3 \cdot (2,7 + 1,6)} = 7,4 \text{ Ом}$$

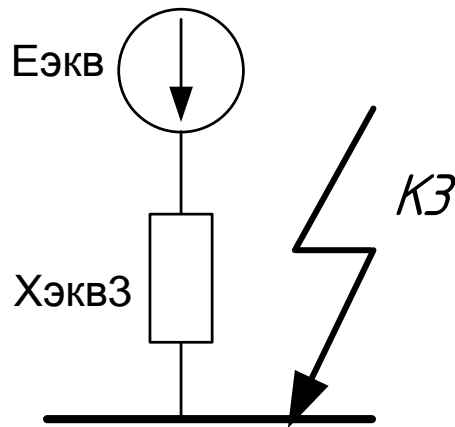


Рисунок 16 – Схема замещения после эквивалентирования в т.КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{ЭКВ}2}} \cdot I_{B11} \quad (51)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{3,96} \cdot 52 = 13,13 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,13 = 11,37 \text{ кА.} \quad (52)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (53)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 13,13 = 31,94 \text{ кА.} \quad (54)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{no}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{no}^{(2)}, \text{ кА}$	$T_a, \text{ с}$	$K_y$	$i_y, \text{ кА}$
<i>K1 (110 кВ)</i>	4	3,5	0,03	1,72	9,73
<i>K2 (27,5 кВ)</i>	5,3	4,6	0,03	1,72	12,89
<i>K3 (10 кВ)</i>	13,13	11,37	0,03	1,72	31,94

## 7 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 7.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и поэтому является технико-экономической задачей. На рассматриваемых тяговых подстанциях мною было предложено установить три трансформатора. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной и некомпенсированной реактивной мощности потребителей подстанции.

Согласно прогнозируемому росту нагрузок, в ближайшие 5 лет она возрастет на 17%. Исходя из указанной мощности установим по третьему трансформатору аналогичной мощности ТДТНЖ – 40000/110 для ПС «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга» и «Вокзальная-тяга».

### 7.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки. Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность в эксплуатации;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материала;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персонала в процессе срочного переключения;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ вплоть до 500 кВ должно быть не более двух;
- схема с отделителями и короткозамкательными применяется при напряжении до 110 кВ и мощности трансформаторов до 25 МВА.

Однолинейную схему проектируемой транзитной тяговой подстанции (для ОРУ 110 кВ) по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы две системы шин с одной обходной.

Схема тяговой подстанции с тяговой стороны (для КРУН 27,5 кВ) выполним с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин.

Схема тяговой подстанции со стороны районной нагрузки (для ЗРУ - 11 кВ) выполним с одиночной, секционированной выключателем системой шин.

### 7.3 Конструктивное исполнение ПС

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на тяговых подстанциях открытого типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока — из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока — из камер внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например, в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

Трансформаторы устанавливаются с учетом возможной замены их на следующий типоразмер по мощности.

### 7.4 Выбор и проверка выключателей

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (55)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (56)$$

где  $I_{max}$  — максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (57)$$

$$I_{p.\max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 214 \text{ A}.$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

На ОРУ 110 кВ в ячейках линий ВЛ-110 «Анисимовка-тяга» выбираем элегазовый выключатель ВГУ-110 П\*-40/2000 У1, оснащенный пневматическим приводом.

$$B_k = I_{nO}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (58)$$

Где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя, принимаем  $t_{откл} = 0,035 + 4$  с.

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания. 0,03

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 4 + 0,035 = 4.035 \text{ с}$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 4^2 \cdot (4.035 + 0,03) = 16,25 \text{ кА}^2\text{с} \quad (59)$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,58 \text{ кА}, \quad (60)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (61)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 3 \text{ кА}.$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 47\%$ ;  
 $I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора  $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ .

Выберем выключатели, предназначенные для отключения токов нагрузки, питающих всю подстанцию. Обходной выключатель служит для замены любого, другого, выключателя, находящегося на ОРУ, поэтому его проверку необходимо проводить с той же нагрузкой, что и выключатели 1 и 2.

Максимальный рабочий ток, передаваемый от системы, определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,214 \text{ кА} \quad (62)$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 214 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 9,73 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I^2_m \cdot t_m = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 16,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_m \cdot t_m$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 4 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 4 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 26,58 \text{ кА}$	$i_{at} = 3 \text{ кА}$	$I_{at} \leq i_{аном}$

Для установки на РУ 27,5 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБЦО-27,5.

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, проводят следующим образом.

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,620 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВБЦО – 27,5.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 27,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.маx}}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.маx}} = 620 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,89 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 16,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 5,3 \text{ кА}$
$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{а.ном}} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 3 \text{ кА}$

Из результатов видно, что выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки на РУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500 (согласно комплектации РУ).

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ, проводят по формулам 58, 59, 60.

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,309 \text{ кА.} \quad (62)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.



Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2500.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 2309 \text{ А}$
$i_{пр. скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр. скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,94 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 16,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл. ном} > I_{н0}$	$I_{откл. ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{н0} = 13,13 \text{ кА}$
$i_{а. ном} \geq i_{ат}$	$i_{а. ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3 \text{ кА}$

Как видно из результатов, выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах к.з.

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На ОРУ 110 кВ выбираем разъединителя марки РНДЗ-110/2000 ХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя линии 110 кВ .

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_p$	$U_{ном} = 126$ кВ	$U_p = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max p}$	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{max p} = 214$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 9,73$ кА
Главные ножи		
$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 16,25$ кА <sup>2</sup> с
Заземляющие ножи		
$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k$	$I_m^2 \cdot t_m = 1600$ кА <sup>2</sup> с	$B_k = 16,25$ кА <sup>2</sup> с

Выбор разъединителей 27,5 кВ. На напряжении 27,5 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РКСВ-27,5/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПДЖ-01-1 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов к.з. показано в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка разъединителей 27,5 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	27,5	27,5	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	620	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ , $I_{уд}$ (кА)	63	6,68	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	16,25	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

## 7.6 Выбор и проверка гибких шин

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [6].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 165 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 610 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (63)$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (64)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры;

$C$  – коэффициент, для алюминиевых проводов  $C = 90$ .

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при  $I_k^{(3)} \geq 20$  кА. Так как рассчитанные токи трехфазного КЗ не превышают данного значения, то проверку на электродинамическое действие тока КЗ производить не будем.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 27,5 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, оказывающего вредное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Выберем провод АС-240/32.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (65)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log \left( \frac{D_{cp}}{r_0} \right)}, \quad (66)$$

где  $U_{BH}$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Расчетные токи продолжительного режима равны:

$$I_{норм} = 508 \text{ А}$$

$$I_{max} = 508 \text{ А}$$

Принимаем провод для гибких шин по допустимому току АС-240/32.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{8,55}} \right) = 27,16 \text{ кВ/см}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{ВН}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{3500}{8,55}\right)} = 4,82 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$5,15 < 24,44$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

## 7.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

## 7.8 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т.к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов, переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k \quad (66)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (67)$$

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

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 27,5, 10 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 27,5, 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (68)$$

где  $S_{np}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=1A$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 233. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 29, 30, 31.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЦП 8501/10	0,5
Ваттметр	ЦП 8506/120	0,5
Варметр	ЦП 8506/120	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 27,5 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЦП 8506/120	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЦП 8501/10	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 кВ  $S_{np}=1,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 27,5 кВ  $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{np} = 0,62$

ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 27,5 кВ):

$$Z_{2.35} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 630 А.

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	214	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	126	2,43	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$



1	2	3	4
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	28,6	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 27,5 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 630 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	27,5	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	620	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	125	6,68	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	83,7	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	30	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

### 7.9 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [6]:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (69)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

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

Таблица 35 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 27,5 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа ЗНОМ-27,5 У1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 27,5 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 233	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 37 – Проверка выбранного ТН 27,5 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 233	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 39 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 7.10 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп} \quad (70)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3.75 У2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{48206^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,41 \cdot 10^{-7} = 567,52 \text{ Н} \quad (71)$$

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{140 + 8 + 100/2}{140} = 1,41 \quad (72)$$

$$\text{Проверка: } F_{расч} = 567,52 \text{ Н} \leq F_{доп} = 2250 \text{ Н}$$

Таким образом, ИОР-6-3.75 У2 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

### 7.11 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 У1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	110	86	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-6/7,2/10/400 У2 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
6	6	7,2	10	19,2

## 7.12 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять согласно ПУЭ  $P_{уст}$  при  $\cos\varphi = 0,85$ , тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (73)$$

где  $\kappa_c = 0,8$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 630$  кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{630}{0,85} = 593 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 630/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

## 8 ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ

### 8.1 Грозоупорность воздушных линий электропередач 110 кВ «Штыково - Анисимовка-тяга»

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. В проектной и эксплуатационной практике, в зависимости от рассматриваемой задачи, могут использоваться:

- удельное число грозовых отключений  $n_g$ , рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному выполнению и классу номинального напряжения;

- удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации  $n'_g$ . Этот показатель удобен, например, для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

- абсолютное число грозовых отключений  $N_g$ , рассчитанное на фактическую длину ВЛ и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим, например, при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

Взаимосвязь показателей грозоупорности и конструкции ВЛ наиболее ярко проявляется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах и защищенных тросом. На ВЛ, защищенной тросом, возможны грозовые отключения от ударов в опору ( $n_{on}$ ), трос ( $n_{тр}$ ) и прорыва молнии на провода ( $n_{пр}$ ).

При ударе в опору возникают обратные перекрытия линейной изоляции из-за перенапряжений, возникающих при протекании тока молнии по опоре. По последствиям для изоляции к этой категории относятся и удары в прилегающие к опоре участки троса.

В качестве опор выберем стальные опоры 110 кВ с двухцепной подвеской проводов и с одним грозотросом.

*Удар молнии в опору.*

Примем к установке изоляторы на 110кВ ЛК-70/110-III УХЛ1

Длина разрядного пути по гирлянде изолятора, м:

$$l_{разр} = 1.287$$

Наибольшее длительно допустимое напряжение (табл.П.13.1, стр. 173)

$$U_{дл.дон} = 126 \text{ кВ}$$

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left( 0,92 \cdot \frac{U_{дл.дон}}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} \quad (74)$$

$$\eta = \left( 0,92 \cdot \frac{126}{1,287} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,841$$

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины изолятора (РД, табл. П.14.1, стр.176)  $K_e = 1$

Коэффициент, учитывающий различия в конструкции изоляторов (РД, табл. П.14.1, стр.176)  $K_{кон} = 1$

Время перекрытия изоляции:  $t = 10 \text{ мкс}$

Пятидесятипроцентное разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot K_{кон} \cdot K_e \cdot l_{разр} \cdot \left( 1 + \frac{15}{t+9,5} \right)$$

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,287 \cdot \left( 1 + \frac{15}{10+9,5} \right) = 774.18 \text{ кВ}$$

Поправочный коэффициент, учитывающий связь тока молнии протекающего по опоре с током в канале молнии, удельной индуктивности



опоры, петли «трос-земля», взаимной индуктивности «опора-канал молнии», «опора-трос».

Т.к. трос один, то

$$\delta = 0,3 \frac{\text{мкГн}}{\text{м}}$$

Импульсное сопротивление изоляции:

$$R_{из} = 0,15 \text{ Ом} \quad h_{он} = 27,1 \text{ м}$$

Минимальное критическое значение тока молнии, при котором может произойти перекрытие изоляции:

$$I_{кр.он} = \frac{U_{50\%}}{R_{из} + \delta \cdot h_{он}} \quad (75)$$

$$I_{кр.он} = \frac{774,18}{0,15 + 0,3 \cdot 27,1} = 33,471 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{кр.он}}$$

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot 33,471} = 0,262$$

Вероятность успешной работы АПВ, принимается в зависимости от напряжения установки. Для 110кВ принимается равным:  $P_{АПВ} = 0,75$ .

Наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета, м (РД, табл. П13.1):  $h_2 = 6 \text{ м}$ .

Длина габаритного пролета (ЭТС т.3, стр. 793, табл. 50.9):  $l_{прол} = 300 \text{ м}$ .

Расстояние между тросом и проводом в середине пролёта, м (РД, рис. П13.2):  $h_{тр.пр} = 4,1 \text{ м}$ .

Высота подвеса троса  $h_{тр} = 27,1 \text{ м}$ .

Высота подвеса верхнего провода:  $h_{пр.в} = 23 \text{ м}$ .

Высота подвеса нижнего провода:  $h_{пр.н} = 19 \text{ м}$

$$f_{mp} = h_{mp} - h_z - (h_{np.g} - h_{np.n}) - h_{mp.np} \quad (76)$$

$$f_{mp} = 27,1 - 6 - (23 - 19) - 4,1 = 13 \text{ м}$$

Средняя высота подвеса троса, м

$$h_{cp.mp} = h_{mp} - \frac{2}{3} f_{mp} \quad (77)$$

$$h_{cp.mp} = 27,1 - \frac{2}{3} \cdot 13 = 18,433 \text{ м}$$

Для Приморского края определяем  $N_{ч.г}$  по карте годовой продолжительности гроз в часах (РД, рис 6.8)  $N_{ч.г} = 40 \text{ ч}$ .

Расстояние между тросами.  $d_{mp-mp} = 0$ , т.к. используется 1 трос.

Плотность разрядов молнии на землю, т.е. среднее число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$ .

$$p_0 = 0,036 \cdot N_{ч.г}^{1,3} \quad (78)$$

$$p_0 = 0,036 \cdot 40^{1,3} = 4,355$$

Общее число ударов молнии на 100 км ВЛ при  $h_{cp.mp} < 30 \text{ м}$

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left[ \frac{d_{mp-mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp.mp} - \frac{2 \cdot (h_{cp.mp})^2}{30} \right] \quad (79)$$

$$N = 0,2 \cdot 4,355 \cdot \left[ \frac{0}{2} + 5 \cdot 18,433 - \frac{2 \cdot 18,433^2}{30} \right] = 60,546$$

Определяем число ударов молнии в опору

$$N_{оп} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{прол}} \quad (80)$$

$$N_{оп} = 4 \cdot 60,546 \cdot \frac{27,1}{300} = 21,877$$

Округляем к ближайшему большему числу  $N_{оп} = 22$

Определяется удельное число отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta \quad (81)$$

$$n_{on} = 22 \cdot 0,262 \cdot 0,9 = 0,807$$

Удар молнии в трос в середине пролета

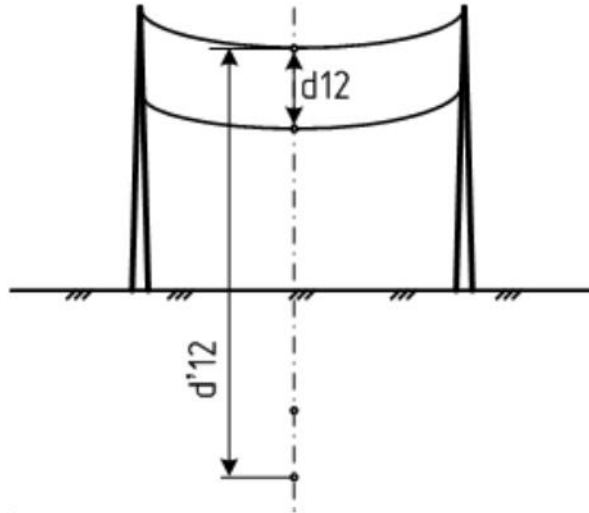


Рисунок 17 – Расстояние между проводами

Рассчитываем волновое сопротивление коронируемой ВЛ с учетом затухания и деформации ЭМВ

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{cp.mp} \cdot E_{cp}}{U_{дл.дон}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r_{mp}}}}$$

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 18,433 \cdot 21}{126}}{\ln \frac{2 \cdot 18,433}{0,0069}}} = 0,489$$

где  $E_{cp} = 21 \frac{\kappa B}{м}$  - средняя напряжённость поля на границе коронного чехла (при отрицательной полярности волны).

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d'_{12} = 50,157 \text{ м}$$

$$d_{12} = 4,751 \text{ м}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp.mp}}{r_{mp}} \quad (82)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 18,433}{0,0069} = 515,013 \text{ Ом}$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d'_{12}}{d_{12}}$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{50,157}{4,751} = 141,409 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии [10]:

$$Z_{mp.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2}, \quad (83)$$

$$Z_{mp.z} = \frac{515,013 + 141,409}{2} = 328,211 \text{ Ом}$$

$$Z_{mp.K} = Z_{mp.z} \cdot \beta \quad (84)$$

$$Z_{mp.K} = 328,211 \cdot 0,489 = 160,627$$

Расстояние между тросом и верхним проводом:

$$\Delta h = 4,1 \text{ м}$$

Скорость распространения волны:

$$v = 3 \cdot 10^8 \text{ м/с}$$

Средняя напряженность поля:

$$E_{расч.ср} = 750 \text{ кВ/м}$$

$$k_2 = \frac{Z_{12}}{Z_{11}}$$

$$k_2 = \frac{141,409}{515,013} = 0,275$$

$$K_k = k_2 \cdot \frac{1}{\beta} \quad (85)$$

$$K_k = 0,275 \cdot \frac{1}{0,489} = 0,561$$

Определяем критическую крутизну фронта тока молнии, при которой происходит импульсное перекрытие изоляции:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot v \cdot E_{расч} \cdot \Delta h}{(1 - K_k) \cdot L_{прол} \cdot Z_{тр.к}} \quad (86)$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^8 \cdot 750 \cdot 4,1}{(1 - 0,561) \cdot 300 \cdot 160,627} = 87,223$$

Вероятность импульсного перекрытия линейной изоляции:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}$$

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot 87,223} = 9,323 \cdot 10^{-4}$$

Число ударов молнии в трос:

$$N_{тр} = N \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot h_{тр}}{L_{прол}} \right) \quad (87)$$

$$N_{тр} = 60,546 \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot 27,1}{300} \right) = 38,669$$

Ожидаемое удельное число грозových отключений ВЛ из – за ударов молнии в трос:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta = 38,669 \cdot 9,323 \cdot 10^{-4} \cdot 0,841 = 0,03$$

Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

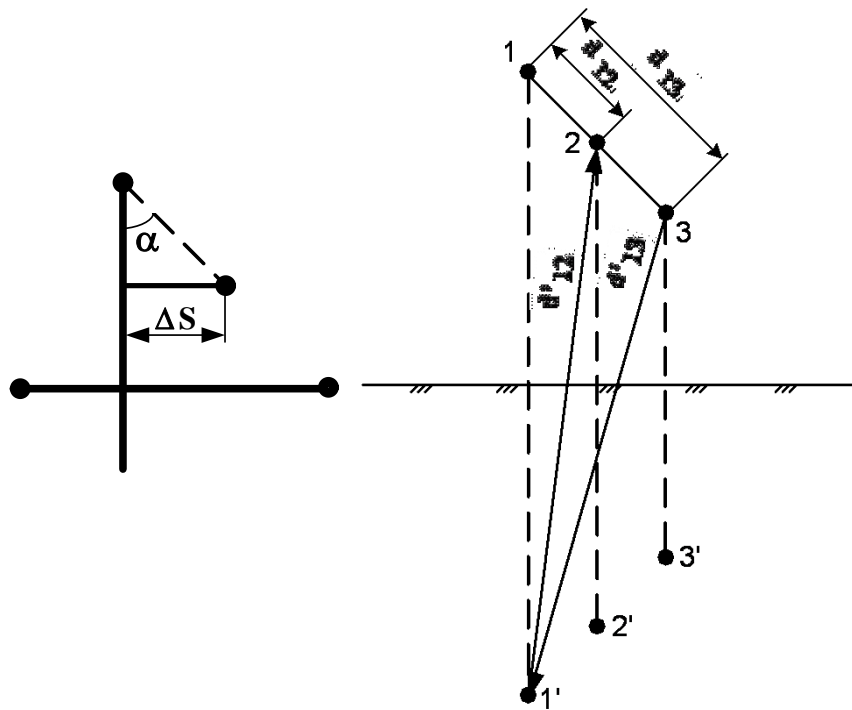


Рисунок 18 - Расстояние между проводами

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d_{12} = \sqrt{4,1^2 + 2,4^2} = 4,751 \text{ м}$$

$$d_{13} = \sqrt{8,1^2 + 4,7^2} = 9,365 \text{ м}$$

$$d'_{12} = \sqrt{50,1^2 + 2,4^2} = 50,157 \text{ м}$$

$$d'_{13} = \sqrt{46,1^2 + 4,7^2} = 46,339 \text{ м}$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{\text{ср.нр}}}{r} \right) \quad (88)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 9,91}{0,0069} \right) = 477,776 \text{ Ом}$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left( \frac{d'_{12}}{d_{12}} \right) \quad (89)$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left( \frac{50,157}{4,751} \right) = 141,409 \text{ Ом}$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left( \frac{d'_{13}}{d_{13}} \right) \quad (90)$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \left( \frac{46,339}{9,365} \right) = 95,941 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление провода, рассчитанное по геометрическим параметрам линии:

$$Z_{np.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3} \quad (91)$$

$$Z_{np.z} = \frac{477,776 + 141,409 + 95,941}{3} = 238,375 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.k} = Z_{np.z} \cdot \beta$$

$$Z_{np.k} = 238,375 \cdot 0,489 = 116,661 \text{ Ом}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности  $U'_{50\%} = 625$  кВ

$$U_{50\%} = U'_{50\%} \cdot \left[ 0,92 - 0,012 \cdot L_{разр}^{[(0,74 - 0,06 \cdot L_{разр}) \cdot (L_{разр} - 3)]} \right] \quad (92)$$

$$U_{50\%} = 625 \cdot \left[ 0,92 - 0,012 \cdot 1,287^{[(0,74 - 0,06 \cdot 1,287) \cdot (1,287 - 3)]} \right] = 569,368 \text{ кВ}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.k}}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 569,368}{116,661} = 33,471 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 33,471} = 0,588$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha = 30 \text{ град}$$

Горизонтальное смещение провода относительно троса:

$$\Delta S = 2,4 \text{ м}$$

$$D = 1 + U_{\text{дл.дон}} \cdot \frac{h_{\text{мп}}}{\Delta h} \cdot \left( \frac{U_{\text{дл.дон}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{\text{мп.с}}}{r} \right)} \right) \quad (93)$$

Вероятность прорыва молнии на провод при положительных углах (а) защиты троса:

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{D} \left( \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{мп}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} \quad (94)$$

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{1,018} \left( \frac{0,55}{4,1} \cdot \sqrt{30 \cdot 27,1 \cdot 2,4} - \frac{9}{1,018} \right)} = 0,057$$

Число ударов молнии в провод:

$$N_{\text{пр}} = N \cdot p_{\alpha}$$

$$N_{\text{пр}} = 60,546 \cdot 0,057 = 2,422$$

Удельное число грозовых отключений ВЛ из – за ударов молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta \quad (95)$$

$$n_{\text{пр}} = 2,422 \cdot 0,588 \cdot 0,841 = 1,197$$

Суммарное удельное число грозовых отключений ВЛ из – за ударов молнии:

$$n_{\Sigma} = n_{\text{пр}} + n_{\text{он}} + n_{\text{мп}}$$

$$n_{\Sigma} = 1,197 + 0,807 + 0,03 = 2,035$$

Данное значение не выходит за пределы допустимых грозовых отключений на 100 км линии [11].



## 8.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения. Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются несколькими стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

### *Расчет заземлителя ОРУ 110 кВ*

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее

- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

*Рабочее заземление* – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

*Защитное заземление* – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Определение параметров контура заземления

Расчет заземления ОРУ в виде сетки. Определение стационарного и импульсного сопротивления.

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля.

Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зонай защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 25 м.

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

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}; \quad (96)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м} \quad (97)$$

Устанавливаем шесть молниеотводов на линейных порталах.

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = 27,5 \text{ м};$$

$$L_{M13} = 36 \text{ м}.$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L_M < 2 \cdot h : 13$ ,

$$r_{C0} = r_0 = 26,25 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{с.г} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_M - h) \quad (98)$$

$$h_{с.г.12} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (27,5 - 25) = 20,8 \text{ м};$$

$$h_{с.г.13} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (36 - 25) = 19,3 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left( 1 - \frac{h_m}{h_{эф}} \right), \quad (99)$$

$$r_x = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,25} \right) = 12,7 \text{ м}$$

где  $h_m$  – высота линейного портала

$$h_m = 11 \text{ м} - \text{для } 110 \text{ кВ}.$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объект

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{7,5}{21,25}\right) = 17 \text{ м}$$

где 7,5 – высота шинного портала

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_{лп}}{h_{cz}}\right) \quad (100)$$

$$r_{cx12} = 21,25 \cdot \left(\frac{20,8 - 11}{20,8}\right) = 10,01 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = 21,25 \cdot \left(\frac{19,3 - 11}{19,3}\right) = 9,14 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне шинного портала:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_{шп}}{h_{cz}}\right) \quad (101)$$

$$r_{cx12} = 21,25 \cdot \left(\frac{20,8 - 7,5}{20,8}\right) = 13,58 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = 21,25 \cdot \left(\frac{19,3 - 7,5}{19,3}\right) = 13 \text{ м}$$

### 8.3 Определение параметров контура заземления

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к

оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 90 \text{ м}; B = 150 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) = (90 + 3) \cdot (150 + 3) = 14920 \text{ м}^2; \quad (102)$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным  $d = 12 \text{ мм}$ ;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2; \quad (103)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{12000^2 \cdot 0,22}{400 \cdot 21}} = 61,412 \text{ мм}^2 \quad (104)$$

где  $t_{откл} = 0,22 \text{ с}$  – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$  - коэффициент термической стойкости (для стали).

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (105)$$

$$\begin{aligned} \text{где } S_{CP} &= a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k = \\ &= 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \end{aligned} \quad (106)$$

где  $T = 240 \text{ мес}$  - время использования заземлителя - 20 лет;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (12 + 0,782) = 31,397 \text{ мм}^2; \quad (107)$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.II} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2 \quad (108)$$

$$F_{KOP} + F_{T.C.} = 31,397 + 61,412 = 92,809 \text{ мм}^2 ;$$

$113,097 \geq 92,809$  - условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для IV климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м; глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 5 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{II-II} = 6$  м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$\begin{aligned} L_r &= (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}} = \\ &= (90 + 3) \cdot \frac{(157,4 + 3)}{6} + (150 + 3) \cdot \frac{(90 + 3)}{6} = 5077 \text{ м.} \end{aligned} \quad (109)$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{5077}{2 \cdot \sqrt{14920}} - 1 = 19,786; \quad (110)$$

Принимаем  $m = 20$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{122,136}{20} = 6,107 \text{ м}; \quad (111)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot 122,136 \cdot (20+1) = 5130 \text{ м}; \quad (112)$$

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 5 \text{ м}$  - длина вертикального электрода;

$a = 12 \text{ м}$  - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot 122,136}{12} = 40,712; \quad (113)$$

Принимаем  $n_B = 41$ .

*Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции*

Расчет заземлителя подстанции (двухслойная модель).

1) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (114)$$

$A$  - коэффициент подобия, принимается по таблице на стр. 48 /2/ и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,041, \text{ принимаем } A = 0,4.$$

$$R_{1S} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 80 \cdot \left( \frac{0,4}{122,136} + \frac{1}{5130 + 41 \cdot 5} \right) = 0,277 \text{ Ом};$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 30 \cdot \left( \frac{0,4}{122,136} + \frac{1}{5130 + 41 \cdot 5} \right) = 0,104 \text{ Ом};$$

2) Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 122,136}{(40 + 320) \cdot (40000 + 45)}} = 0,107; \quad (115)$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 122,136}{(30 + 320) \cdot (40000 + 45)}} = 0,114; \quad (116)$$

3) Определяем импульсное сопротивление заземлителя в каждом слое:

$$R_{u1} = R_{1S} \cdot \alpha_{u1} = 0,277 \cdot 0,107 = 0,03 \text{ Ом}; \quad (117)$$

$$R_{u2} = R_{2S} \cdot \alpha_{u2} = 0,104 \cdot 0,114 = 0,01 \text{ Ом}; \quad (118)$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя подстанции:

$$R_{ЭК} = R_{u1} + R_{u2} = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ Ом}; \quad (119)$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Так как  $0,04 < 0,5$ , то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.



## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 9.1 Выбор защит линий.

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых возможны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. Если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные к.з, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже  $0,6-0,7 U_{ном}$ , отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ( $0,6 U_{ном}$ ) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей осуществляется с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое к.з не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, помимо требования сохранения устойчивости работы энергосистемы необходимо учесть:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных к.з. остаточное

напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 от номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с, с учетом действия УРОВ.

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны отключаться без выдержки времени (например: повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже  $0,6 U_{ном}$ , если отключение их с выдержкой времени приводит к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением  $0,6 U_{ном}$  и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии).

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превышающий номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников.

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии перечисленных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например, на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, необходимо предусмотреть ступенчатую дистанционную защиту. В последнем

случае в роли дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий необходимо применить дистанционную защиту (преимущественно трехступенчатую), используемую в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В некоторых случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю предусматривают, как правило, ступенчатую токовую направленную или ненаправленную защиту нулевой последовательности.

Таким образом, имеет смысл применить для выполнения функций линейных защит панели защит на электромеханической базе ЭПЗ-1636 производства АО «Чебоксарский электроаппаратный завод».

Комбинированные панели защиты типов ЭПЗ-1636-67/1 и ЭПЗ-1636-67/2 предназначены для использования в качестве основной и резервной или только резервной защиты одиночных и параллельных ВЛ 110—220 кВ с двусторонним и односторонним питанием, с отпайками и без отпаек. В первом случае, когда панель является единственной защитой ВЛ, она должна надежно защищать ВЛ от всех видов коротких замыканий (КЗ), а также осуществлять функцию дальнего резервирования, т. е. срабатывать при КЗ на смежном участке сети в случае отказа защиты или выключателя этого участка. Во втором случае, когда панель устанавливается в дополнение к основной быстродействующей защите ВЛ, она должна выполнять функции дальнего, а также ближнего резервирования, т. е. срабатывать при КЗ на защищаемой ВЛ при отказе или ремонте основной защиты. Если в особых случаях, например на коротких параллельных ВЛ, устанавливаются две быстродействующие защиты, ЭПЗ-1636 должна обеспечивать только функции дальнего резервирования.

Из года в год панели ЭПЗ-1636 подвергались модернизации, последняя из которых, выполненная заводом по разработке института «Энергосетьпроект» в конце 70-х годов, существенно изменила схему и ряд узлов панели. Далее будут кратко описаны общие принципы панелей ЭПЗ-1636, отмечены основные отличия модернизированного варианта (далее ЭПЗ-1636м) от первоначального (далее ЭПЗ-1636п), а все принципиальные схемы и подробное описание узлов будут даны только для ЭПЗ-1636м, поскольку эта защита наименее освещена в литературе.

Панели защиты обеих модификаций включают в себя:

1) для защиты от междуфазных КЗ — трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), две ступени размещены в комплекте типа ДЗ-2, третья — в комплекте типа КРС-1, с блокировкой при качаниях (комплект типа КРБ-125 или КРБ-126) и двухрелейную токовую отсечку (комплект чипа КЗ-9);

2) для защиты от КЗ на землю — четырехступенчатую боковую защиту нулевой последовательности (ТЗНП), в панели ЭПЗ-1636п все ступени

размещены в комплекте типа КЗ-10, в панели ЭПЗ-1636м в этом комплекте размещены только три ступени, а четвертая — вне комплектов; 3) для контроля наличия тока по ВЛ в схеме устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) — два реле тока типа РТ-40/Р.

Внедрение в эксплуатацию панелей ЭПЗ-1636 дало существенный экономический эффект. Если раньше ДЗ и ТЗНП размещались на полутора панелях, то в ЭПЗ-1636 они стали размещаться на одной, что дало соответствующую экономию металла, а также места на щите управления и, следовательно, уменьшение расходов на строительную часть щита. Универсальность исполнения схемы панели позволила почти всегда применять панель без дополнительных реконструкций, что дало экономию затрат на проектирование и монтаж устройств релейной защиты. Разделение в панелях ЭПЗ-1636м единой защиты на два зависимых комплекса обеспечило их взаимное резервирование, что дало заметное уменьшение ущерба, возникающего в случае отказа одного из этих комплексов, когда панель ЭПЗ-1636м является единственной защитой ВЛ.

## **9.2 Выбор защит силового трансформатора.**

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,
- 5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),
- 6) понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Когда нельзя подобрать коэффициент трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифзащиты была меньше 10 % (так как трансформаторы тока имеют стандартное значение коэффициента трансформации), при выполнении защиты для компенсации неравенства токов используют дифференциальные реле типа РНТ, реже — выравнивающие трансформаторы и автотрансформаторы.

Если не предусматривается продольная дифференциальная защита (как правило, на одиночно работающих трансформаторах мощностью ниже 6300 кВА и параллельно работающих трансформаторах мощностью ниже 4000 кВА), то в этих случаях со стороны источника питания устанавливается токовая отсечка без выдержки времени, охватывающая часть обмотки трансформатора.

На рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд тепловых электростанций применяется продольная дифзащита, при мощности 4000 кВА допускается токовая отсечка.

Для дифференциальной защиты одной фазы трансформаторов используются реле тока ДЗТ-11, ДЗТ-11/2, ДЗТ-11/3, ДЗТ-11/4. Реле тока имеют по одной тормозной обмотке, чем обеспечивается торможение от одной группы измерительных трансформаторов тока.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня масла на трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты по сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или

отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю повышающих трансформаторов мощностью 1000 кВА и более, присоединенных к сетям с большими токами замыкания на землю, а также на понижающих трансформаторах с заземленной нейтралью предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение.

Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска от реле минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий. применяется максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения или токовая защита нулевой последовательности.



## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Безопасность

При монтаже и эксплуатации станции, при осмотрах ремонтах и ревизиях должны соблюдаться ПТЭЭП 13.01.2003 N 6: «Правила технической эксплуатации электроустановок», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники безопасности.

Безопасность при строительных и грузоподъемных работах.

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве [30].

Оборудование, предназначенное для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должно обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме необходимо соблюдать «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают люди, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах [30];

б) работать на строительных механизмах и кранах, которые имеют неисправности;

в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки [30];

г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка и превышающий грузоподъемность механизма;

- д) выполнять работы под линиями электропередач;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда - допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции обязательно проверить состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на данном элементе (блоке) могут быть и другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ. Перед началом работ проверяют исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.д., если же есть неисправности, то устраняют. [30].

При работе на настилах и подмостях весь инструмент должен находиться в ящике во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны проходить с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов [30].

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку на открытом воздухе во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

Защита от опасности поражения электрическим током.

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрозащитные средства, сигнализация и плакаты. Надежная

изоляция проводов от земли и корпусов электроустановок создает безопасные условия для обслуживающего персонала. Основная характеристика изоляции - сопротивление. Во время работы электроустановок состояние электрической изоляции ухудшается из-за нагрева, механических повреждений, влияния климатических условий и окружающей производственной среды. Состояние изоляции характеризуется сопротивлением тока утечки. Сопротивление изоляции регулярно контролируется. Для периодического контроля изоляции применяется мегаомметр, для постоянного контроля - специальные приборы контроля изоляции (ПКИ).

Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные и сетчатые ограждения. Сплошные конструкции ограждений (кожухи, крышки, шкафы, закрытые панели и т.п.), а также сетчатые конструкции применяют в электроустановках и сетях напряжением как до 1000 В, так и свыше 1000 В. В последних должны наблюдаться допустимые расстояния от токоведущих частей до ограждений, которые нормируются ПУЭ.

При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей необходимо использование электрозщитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, калоши, коврики, указатели напряжения. Для предупреждения персонала о наличии напряжения или его отсутствии в электроустановках применяется звуковая или световая сигнализация.

С целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током используют плакаты и знаки безопасности. В зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не

включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [29].

Защитное заземление предназначено для устранения опасности поражения электрическим током в случае прикосновения к корпусу и к другим нетоковедущим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам. При этом все металлические нетоковедущие части электроустановок соединяются с землей при помощи заземляющих проводников и заземлителя.

Для заземления оборудования в первую очередь используют естественные заземлители: железобетонные фундаменты, а также расположенные в земле металлические конструкции зданий и сооружений.

Защитное заземление применяется в сетях напряжением свыше 1 кВ как с изолированной, так и с заземленной нейтралью [29].

При помощи защитного заземления уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения, следовательно, уменьшается сила тока, протекающего через тело человека. Напряжение, приложенное к телу человека в случае прикосновения к оборудованию, можно снизить, уменьшая сопротивление заземляющего устройства.

Защитное зануление, так же, как и защитное заземление, предназначено для устранения опасности поражения электрическим током при замыкании на корпус электроустановок. Защитное зануление осуществляется присоединением корпусом и других конструктивных нетоковедущих частей электроустановок к неоднократно заземленному нулевому проводу.

Защитное зануление превращает пробой на корпус в короткое замыкание между фазным и нулевым проводами и способствует протеканию тока большой силы через устройства защиты сети, а в следствии к быстрому отключению поврежденного оборудования от сети.

С применением технических методов и средств электробезопасности важное значение для снижения электротравматизма имеет четкая организация эксплуатации электроустановок и электросетей,

профессиональная подготовка работников, сознательная производственная и трудовая дисциплина.

К работам на электроустановках допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие инструктаж и обученные безопасным методам труда. Персонал, допущенный к эксплуатации электроустановок, в соответствии с занимаемой должностью и применительно к выполняемой работе аттестуется присвоением соответствующей квалификационной группы по электробезопасности (с I по V) [2].

К организации безопасной работы на электроустановках относится также документальное оформление работы, допуск к работе, надзор во время проведения работы. Оформление разрешения на проведение работ в действующих электроустановках может быть выполнено в виде наряда, распоряжения или перечня работ.

Ответственным за безопасность работ являются: лицо, выдавшее наряд или распоряжение, ответственный руководитель работ (начальник цеха, участка, мастер) и производитель работ.

## **10.2 Экологичность**

### **Защита от загрязнений трансформаторным маслом**

В следствии механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов с массой более 1 тонны и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники [3].

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) предусматривают сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением

масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

### **10.3 Пожаробезопасность**

Пожарная опасность на станции обуславливается, в основном, наличием на ней маслонаполненного оборудования и наличие газопровода. Пожарная безопасность обеспечивается мероприятиями пожарной профилактики, представляющей собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения.

На станции присутствуют первичные средства пожаротушения, которые используются для локализации и ликвидации небольших органов возгорания, а также пожаров в их начальной стадии развития. Тушения пожара производится пожарными машинами.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности имеют противопожарные преграды и разрывы. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Источники пожароопасности на ОРУ.

На ОРУ станций встречаются следующие источники пожароопасности:

- масляные трансформаторы и выключатели;
- маслonaполненные концевые кабельные муфты;
- охлаждаемые водородом синхронные компенсаторы;
- хранение бензина или других воспламеняемых жидкостей;
- растительность;
- горючие элементы зданий и сооружений;
- хранение пестицидов и опасных грузов;
- склады;

Авария некоторых из критических составляющих, таких как трансформаторы и выключатели может привести к потерям дохода или активов. Другие компоненты ОРУ могут создать опасность возникновения пожара (например, горючие элементы зданий и сооружений, расположенные близко к конструкциям подстанции или линиям электропередачи).

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства подстанции, напряжением 110 кВ, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации;
- огнетушители;
- пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ. В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования [9].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. На территории подстанции первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропах обхода территории ОРУ [32]. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.



Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована [32].

С наступлением холодов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

В настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с нормами и правилами, включая правила взрывопожаробезопасности.

#### **10.4 Экологичность реконструируемого участка электрической сети**

Отвод земли под воздушную линию электропередачи 110 кВ «Артемовская ТЭЦ-Партизанская ГРЭС».

Отвод земли под воздушную линию электропередачи «Артемовская ТЭЦ - Партизанская ГРЭС» производится согласно [21].

Минимальный размер земельного участка для установки опоры ВЛ 110 кВ «Артемовская ТЭЦ-Партизанская ГРЭС» определяется как: площадь контура, отстоящего на 1,5 метра от контура проекции опоры на поверхность

земли, т.к. трасса проектируемой воздушной линии проходит по земельными участками сельскохозяйственного назначения.

Конкретные размеры земельных участков для установки опор воздушной линии электропередачи «Артемовская ТЭЦ - Партизанская ГРЭС» определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

На рассматриваемых подстанциях «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга» принимаются к установке по три трансформатора ТДТНЖ-40000/110 с массой масла 22,1 т. Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе автотрансформатора. Маслоприемники могут выполняться с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень и без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное

количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Маслоприемник должен проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений

(подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании. Слив масла из автотрансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из автотрансформатора при аварии, согласно «Нормы технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение под автотрансформатором маслосборников. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТДТНЖ-40000/110 подстанции «Анисимовка-тяга», габариты которого следующие: Длина трансформатора 6,55 м, ширина – 4,82 м, высота – 6,3 м. Масса трансформаторного масла 22.3 т.

1. Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла свыше 20 тонн выполняются с отводом масла. Определяем размеры маслоприемника (Рисунок 9).

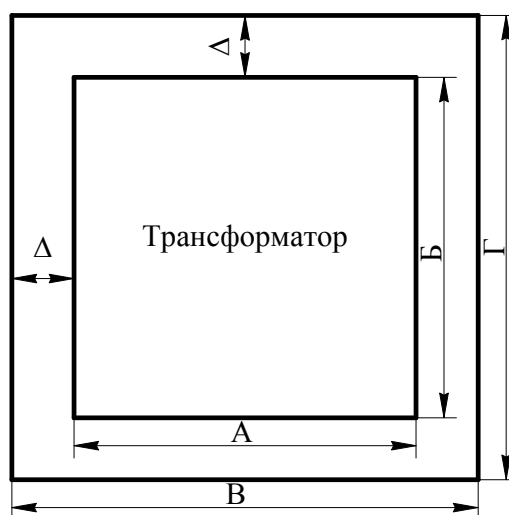


Рисунок 1 – Габариты маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (120)$$

где  $B$  – длина маслоприемника;

$A$  – длина трансформатора ( $A = 6,55$  м);

$\Delta$  – выступ за габариты трансформатора,  $\Delta = 1,5$  м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.).

$$B = 6,55 + 2 \cdot 1,5 = 9,55 \text{ м}$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (121)$$

где  $Г$  – ширина маслоприемника;

$B$  – ширина трансформатора ( $B = 4,82$  м).

$$Г = 4,82 + 2 \cdot 1,5 = 7,83 \text{ м}$$

$$S_{МП} = B \cdot Г, \text{ м}^2, \quad (122)$$

где  $S_{МП}$  – площадь маслоприемника.

$$S_{МП} = 9,55 \cdot 7,83 = 74,78 \text{ м}^2$$

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \text{ м}^3, \quad (123)$$

где  $V_{TM}$  – объем трансформаторного масла;

$M_{TM}$  – масса трансформаторного масла;

$\rho_{TM}$  – плотность трансформаторного масла.

$$\rho_{TM} = 880 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{TM} = \frac{22300}{880} = 25.34 \text{ м}^3$$

$$V_{МП(TM)} = V_{TM} = 25.34 \text{ м}^3$$

3. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

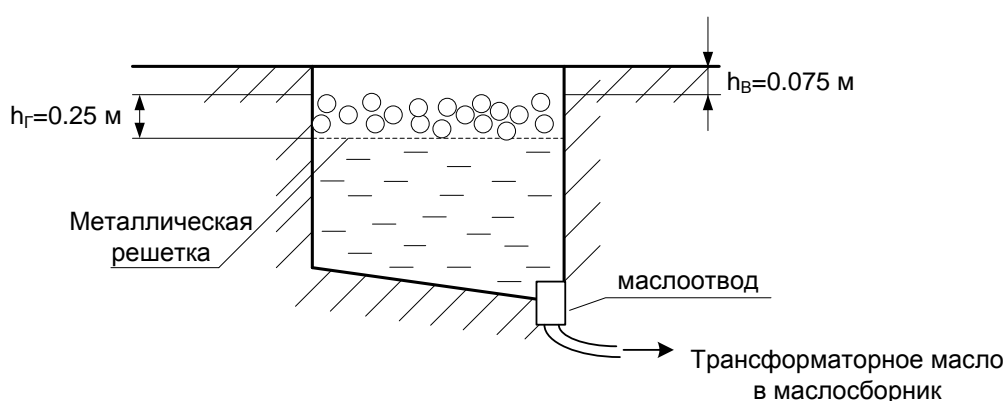


Рисунок 20 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{Г} + h_{В} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_{Г} + h_{В}, \text{ м}, \quad (124)$$

где  $h_{МП}$  – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$  – толщина щебня;

$h_{В}$  – воздушный зазор.

$$h_{МП} = \frac{25,34}{74.78} + 0.25 + 0.075 = 0.66 \text{ м}$$

Через масло отвод трансформаторное масло уходит в маслоотборник.

4. Рассчитаем объем маслоотборника

Так как маслоотборник должен вмещать полный объем масла автотрансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3, \quad (125)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800$  с;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0.2$  л/с · м<sup>2</sup>;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (6.55 + 4.82) \cdot 6.3 = 143.26 \text{ м}^2, \quad (126)$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0.2 \cdot (74.78 + 143.26) = 78495.12 \text{ л} = 78.495 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0.8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (127)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 25.34 + 0.8 \cdot 78.495 = 88.14, \text{ м}^3$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 12,75 м; ширина – 8,25 м; площадь – 105,19 м<sup>2</sup>; объём масла – 53,41 м<sup>3</sup>; глубина – 0,83 м; объём – 53,41 м<sup>3</sup>. Объём маслосборника - 146,78 м<sup>3</sup>.

Защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом на подстанциях «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга» осуществляется в соответствии с [13,14].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР «Развитие электрических сетей электроэнергетической системы Приморского края в связи с увеличением электрической мощности подстанций ОАО «Российские железные дороги» был разработан оптимальный вариант усиления электрических сетей Приморского края на 110 кВ, с целью обеспечения требуемого уровня мощности электроснабжения потребителей.

Произведено подключение дополнительной линии на участке Артемовская ТЭЦ-Партизанская ГРЭС, а так же установлены третий трансформатор марки ТДТНЖ-40000/110 на тяговых подстанциях «Анисимовка-тяга», «Фридман-тяга», «Вокзальная-тяга».

Выполнен расчёт заземления, рассчитана молниезащита оборудования для ОРУ 110 кВ на ПС «Анисимовка-тяга». Данное устройство повысит надёжность работы во время грозовой активности и продлит срок эксплуатации оборудования.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности, а также вопросы пожарной безопасности энергетических объектов.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 1986 . – 464 с.
- 2 Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1986. – 678 с.
- 3 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
- 4 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 438 с.
- 5 Иманов, Г.И. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.И. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.В. Таджикибаев. – Санкт-Петербург, 2004. – 31с.
- 6 Consultant.Ru: Индексы изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2012 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.
- 7 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

8 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.

9 Consultant.Ru: Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.

11 Rzd-partner.ru: Самые мощные в мире электровозы выйдут на железные дороги Приморья. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rzd-partner.ru> - 4.01.18.

12 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - М.: НЦ ЭНАС., 2001.

13 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 545 с.

14 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

15 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

16 Попов, Е.Н.Механическая часть воздушных линий электропередач / Е.Н. Попов. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 28 с.

17 Постановлению правительства РФ от 1.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

18 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.

19 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

20 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.

21 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2001.

22 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

23 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

24 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

25 СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».

26 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков.– Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

27 Тарасов, А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002.-144 с.

28 Тиходев, Н.Н.Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Н.Н.Тиходеева. – 2-ое

издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

29 Трубицын, В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицын. - М.: Энергоатомиздат, 1997. – 352 с.

30 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

31 Шилова, Л.М. Нормативы численности промышленно – производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

$$\begin{aligned}P_{\text{ср1}} &:= 8 \quad \text{МВт} & P_{\text{ср6}} &:= 62.5 \quad \text{МВт} \\P_{\text{ср2}} &:= 31.6 \quad \text{МВт} \\P_{\text{ср3}} &:= 32.5 \quad \text{МВт} \\P_{\text{ср4}} &:= 32.5 \quad \text{МВт} \\P_{\text{ср5}} &:= 1 \quad \text{МВт}\end{aligned}$$

#### 1. Потери на корону

$$\text{Для 220 кВ} \quad q_{\text{уд220}} := 0.0153 \quad \text{МВт*год/км} \quad \text{Приказ 326 минэнерго}$$

$$\Delta W_{\text{корсумм}} := q_{\text{уд220}} \cdot 60 = 0.918 \quad \text{МВт*год}$$

$$\text{tg}\phi := 0.4$$

#### 2. Потери в трансформаторах

Эффективные мощности зима

$$K_{\phi} := 1.15$$

$$P_{\text{эфЗима1}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср1}} = 9.2 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЗима1}} := P_{\text{эфЗима1}} \cdot \text{tg}\phi = 3.68 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЗима2}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср2}} = 36.34 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЗима2}} := P_{\text{эфЗима2}} \cdot \text{tg}\phi = 14.536 \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЗима3}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср3}} = 37.375 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЗима3}} := P_{\text{эфЗима3}} \cdot \text{tg}\phi = 14.95 \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЗима4}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср4}} = 37.375 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЗима4}} := P_{\text{эфЗима4}} \cdot \text{tg}\phi = 14.95 \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЗима5}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср5}} = 1.15 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЗима5}} := P_{\text{эфЗима5}} \cdot \text{tg}\phi = 0.46 \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЗима6}} := K_{\phi} \cdot P_{\text{ср6}} = 71.875 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЗима6}} := P_{\text{эфЗима6}} \cdot \text{tg}\phi = 28.75 \text{МВар}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

#### Эффективные мощности лета

$k_{л} := 0.85$  коэффициент летнего снижения

$$P_{\text{эфЛето1}} := P_{\text{эфЗима1}} \cdot k_{л} = 7.82 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето1}} := Q_{\text{эфЗима1}} \cdot k_{л} = 3.128 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЛето2}} := P_{\text{эфЗима2}} \cdot k_{л} = 30.889 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето2}} := Q_{\text{эфЗима2}} \cdot k_{л} = 12.356 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЛето3}} := P_{\text{эфЗима3}} \cdot k_{л} = 31.769 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето3}} := Q_{\text{эфЗима3}} \cdot k_{л} = 12.708 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЛето4}} := P_{\text{эфЗима4}} \cdot k_{л} = 31.769 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето4}} := Q_{\text{эфЗима4}} \cdot k_{л} = 12.708 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЛето5}} := P_{\text{эфЗима5}} \cdot k_{л} = 0.977 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето5}} := Q_{\text{эфЗима5}} \cdot k_{л} = 0.391 \quad \text{МВар}$$

$$P_{\text{эфЛето6}} := P_{\text{эфЗима6}} \cdot k_{л} = 61.094 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{эфЛето6}} := Q_{\text{эфЗима6}} \cdot k_{л} = 24.438 \quad \text{МВар}$$

#### Потери в трансформаторах

АТДЦТН – 125000/220

$$R_{\text{тр.125}} := 0.55 \quad X_{\text{тр.125}} := 59.2$$

$$Z_{\text{тр.125}} := R_{\text{тр.125}} + X_{\text{тр.125}} \cdot i = 0.55 + 59.2i$$

$$Z_{\text{тр.125}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.125}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.125}})^2} = 59.203$$

#### Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{хх.125}} := 65 \cdot 10^{-3} \quad \Delta Q_{\text{хх.125}} := 625 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{хх.125}} := \Delta P_{\text{хх.125}} + \Delta Q_{\text{хх.125}}i = 0.065 + 0.625i$$

$$\Delta S_{\text{хх.125}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{хх.125}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{хх.125}})^2} = 0.628$$

$$T_{\text{год}} := 8760$$

$$T_3 := 200 \cdot 24 = 4.8 \times 10^3$$

$$T_{л} := 165 \cdot 24 = 3.96 \times 10^3$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

$$U_{\text{ном}} := 110$$

$$\text{ТДТНЖ} - 40000/110$$

$$R_{\text{тр.40}} := 0.9 \quad X_{\text{тр.40}} := 35.5$$

$$Z_{\text{тр.40}} := R_{\text{тр.40}} + X_{\text{тр.40}} \cdot i = 0.9 + 35.5i$$

$$Z_{\text{тр.40}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.40}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.40}})^2} = 35.511$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{xx.40}} := 66 \cdot 10^{-3} \quad \Delta Q_{\text{xx.40}} := 420 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{xx.40}} := \Delta P_{\text{xx.40}} + \Delta Q_{\text{xx.40}}i = 0.066 + 0.42i$$

$$\Delta S_{\text{xx.40}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{xx.40}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{xx.40}})^2} = 0.425$$

$$\text{ТДТН} - 10000/110$$

$$R_{\text{тр.10}} := 5 \quad X_{\text{тр.10}} := 142.2$$

$$Z_{\text{тр.10}} := R_{\text{тр.10}} + X_{\text{тр.10}} \cdot i = 5 + 142.2i$$

$$Z_{\text{тр.10}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.10}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.10}})^2} = 142.288$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{xx.10}} := 17 \cdot 10^{-3} \quad \Delta Q_{\text{xx.10}} := 110 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{xx.10}} := \Delta P_{\text{xx.10}} + \Delta Q_{\text{xx.10}}i = 0.017 + 0.11i$$

$$\Delta S_{\text{xx.10}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{xx.10}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{xx.10}})^2} = 0.111$$

$$\text{ТДТНЖ} - 16000/110$$

$$R_{\text{тр.16}} := 4.38 \quad X_{\text{тр.16}} := 86.7$$

$$Z_{\text{тр.16}} := R_{\text{тр.16}} + X_{\text{тр.16}} \cdot i = 4.38 + 86.7i$$

$$Z_{\text{тр.16}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр.16}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр.16}})^2} = 86.811$$

Потери мощности при хх

$$\Delta P_{\text{xx.16}} := 19 \cdot 10^{-3} \quad \Delta Q_{\text{xx.16}} := 112 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{xx.16}} := \Delta P_{\text{xx.16}} + \Delta Q_{\text{xx.16}}i = 0.019 + 0.112i$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

$$\Delta S_{\text{xx}.16} := \sqrt{\operatorname{Re}(\Delta S_{\text{xx}.16})^2 + \operatorname{Im}(\Delta S_{\text{xx}.16})^2} = 0.114$$

Потери в трансформаторах 1

$$\Delta W_{\text{тр}1} := 2 \cdot \Delta S_{\text{xx}.125} \cdot T_{\text{год}} \dots = 39087.3012737$$

$$+ \left[ \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЗима}6}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЗима}6}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.125} \cdot T_3}{2 \cdot 220^2} + \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЛето}6}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЛето}6}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.125} \cdot T_{\text{л}}}{2 \cdot 220^2} \right]$$

Потери в трансформаторах 2

$$\Delta W_{\text{тр}2} := 3 \cdot \Delta S_{\text{xx}.40} \cdot T_{\text{год}} \dots = 22654.0626845$$

$$+ \left[ \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЗима}2}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЗима}2}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.40} \cdot T_3}{3 \cdot U_{\text{ном}}^2} + \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЛето}2}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЛето}2}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.40} \cdot T_{\text{л}}}{3 \cdot U_{\text{ном}}^2} \right]$$

Потери в трансформаторах 3 и 4

$$\Delta W_{\text{тр}3} := 3 \cdot \Delta S_{\text{xx}.40} \cdot T_{\text{год}} \dots = 23317.357481$$

$$+ \left[ \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЗима}3}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЗима}3}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.40} \cdot T_3}{3 \cdot U_{\text{ном}}^2} + \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЛето}3}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЛето}3}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.40} \cdot T_{\text{л}}}{3 \cdot U_{\text{ном}}^2} \right]$$

Потери в трансформаторах 5

$$\Delta W_{\text{тр}5} := 2 \cdot \Delta S_{\text{xx}.10} \cdot T_{\text{год}} \dots = 2019.1821713$$

$$+ \left[ \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЗима}5}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЗима}5}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.10} \cdot T_3}{2 \cdot U_{\text{ном}}^2} + \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЛето}5}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЛето}5}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр}.10} \cdot T_{\text{л}}}{2 \cdot U_{\text{ном}}^2} \right]$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

Потери в трансформаторах 6

$$\Delta W_{\text{тр}6} := 2 \cdot \Delta S_{\text{хх.16}} \cdot T_{\text{год}} \dots = 4688.5239171$$
$$+ \left[ \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЗима1}}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЗима1}}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр.16}} \cdot T_3}{2 \cdot U_{\text{ном}}^2} + \frac{\left( \begin{matrix} P_{\text{эфЛето1}}^2 & \dots \\ + Q_{\text{эфЛето1}}^2 \end{matrix} \right) \cdot Z_{\text{тр.16}} \cdot T_{\text{л}}}{2 \cdot U_{\text{ном}}^2} \right]$$

Суммарные потери в трансформаторах 5

$$\Delta W_{\text{тр.сумм1}} := \Delta W_{\text{тр}2} + \Delta W_{\text{тр}3} + \Delta W_{\text{тр}3} + \Delta W_{\text{тр}5} + \Delta W_{\text{тр}6}$$

$$\Delta W_{\text{тр.сумм1}} = 7.6 \times 10^4 \quad \text{Значение посчитанно в программе RastrWin}$$

Потери в ВЛ

$$\Delta W_{\text{вл.сумм1}} := T_{\text{год}} \cdot 7.44 = 6.517 \times 10^4$$

Общие потери

$$\Delta W_{\text{об1}} := \Delta W_{\text{вл.сумм1}} + \Delta W_{\text{тр.сумм1}} = 1.412 \times 10^5$$

Суммарные потери в трансформаторах 5

$$\Delta W_{\text{тр.сумм2}} := \Delta W_{\text{тр}1} + \Delta W_{\text{тр}2} + \Delta W_{\text{тр}3} + \Delta W_{\text{тр}3} + \Delta W_{\text{тр}5} + \Delta W_{\text{тр}6}$$

$$\Delta W_{\text{тр.сумм2}} = 1.151 \times 10^5$$

$$\Delta W_{\text{вл.сумм2}} := T_{\text{год}} \cdot 10.88 = 9.531 \times 10^4 \quad \text{Значение посчитанно в программе RastrWin}$$

$$\Delta W_{\text{об2}} := \Delta W_{\text{вл.сумм2}} + \Delta W_{\text{тр.сумм2}} + \Delta W_{\text{корсумм}} = 2.104 \times 10^5$$

$$\Delta W_{\text{об1}} = 1.412 \times 10^5$$

$$\Delta W_{\text{об2}} = 2.104 \times 10^5$$

Ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, руб./МВт\*мес.

$$c_0 := 3.5 \cdot 10^3 \quad \text{руб/МВт*ч}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

$$I_{\Delta W1} := c_0 \cdot \Delta W_{об1} \cdot 10^{-3} = 4.941 \times 10^5$$

$$I_{\Delta W2} := c_0 \cdot \Delta W_{об2} \cdot 10^{-3} = 7.364 \times 10^5$$

Экономический расчет

$$K_{инфл} := 4.8$$

в период с 2000 по 2017 год

- Капиталовложения в строительство ВЛ

Для провода сечением 240 мм<sup>2</sup>

$$K_p := 1.4 \text{ Районный коэффициент для Приморского края}$$

$$k_{1,240} := 890 \text{ тыс.руб/км для одноцепной ВЛ}$$

$$k_{2,240} := 1440 \text{ тыс.руб/км для одноцепной ВЛ}$$

$$k_{3,240} := 2330 \text{ тыс.руб/км для одноцепной ВЛ}$$

$$k_{1,300} := 1120 \text{ тыс.руб/км для одноцепной ВЛ}$$

$$K_{ВЛ1} := [(5.3 + 7.8) \cdot k_{3,240} + [(5.2 + 21.7 + 16 + 5.2) \cdot k_{2,240}] + (76.3 + 41.8) \cdot k_{1,240}] \cdot K_p \cdot K_{инфл} = 1.377 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ВЛ2} := [(5.3 + 7.8) \cdot k_{2,240} + 22.5 \cdot k_{1,300} + (253.5) \cdot k_{1,240}] \cdot K_p \cdot K_{инфл} = 1.812 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

- Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ору.1} := 212000$$

$$K_{рПС} := 1.3$$

$$K_{ору.2} := 126000$$

$$K_{ору.3} := 130000$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{ору.сумм1} := K_{инфл} \cdot (K_{ору.2} \cdot 2 + K_{ору.3} \cdot 3) \cdot K_{рПС} = 4.006 \times 10^6$$

$$K_{ору.сумм2} := K_{инфл} \cdot (K_{ору.1} + K_{ору.2} \cdot 2 + K_{ору.3} \cdot 3) \cdot K_{рПС} = 5.329 \times 10^6$$

- Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{ТР10} := 5890 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ТР16} := 5849 \text{ тыс.руб}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

$$K_{\text{ТР40}} := 13200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР125}} := 30990 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.10}} := 2 \cdot K_{\text{ТР10}} = 1.178 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.16}} := 2 \cdot K_{\text{ТР16}} = 1.17 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.40}} := 9 \cdot K_{\text{ТР40}} = 1.188 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР125}} := 2 \cdot K_{\text{ТР125}} = 6.198 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр.сумм1}} := (K_{\text{тр.10}} + K_{\text{тр.16}} + K_{\text{тр.40}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 6.829 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.сумм2}} := (K_{\text{тр.10}} + K_{\text{тр.16}} + K_{\text{тр.40}} + K_{\text{ТР125}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 9.804 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

- Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.}} := 26000$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := K_{\text{пост.}} \cdot 10 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.248 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм1}} + K_{\text{ору.сумм1}} = 5.937 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{тр.сумм2}} + K_{\text{ору.сумм2}} = 7.557 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{ВЛ1}} = 7313915.52 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{об2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{ВЛ2}} = 9369641.28 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки

- Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рээкл}} := 0.05$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчёт экономической эффективности и финансовой состоятельности проекта

Для ПС 110 кВ  $\alpha_{\text{рээпс110}} := 0.049$

$$И_{\text{рЭИ1}} := K_{\text{пс1}} \cdot \alpha_{\text{рээокл}} + K_{\text{ВЛ1}} \cdot \alpha_{\text{рээокл}} = 3.657 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_{\text{рЭИ2}} := K_{\text{пс2}} \cdot \alpha_{\text{рээокл}} + K_{\text{ВЛ2}} \cdot \alpha_{\text{рээокл}} = 4.685 \times 10^5$$

- Издержки на амортизационные отчисления

$T_{\text{пс}} := 20$  лет  $T_{\text{вл}} := 15$  лет

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_{\text{пс1}}}{T_{\text{пс}}} + \frac{K_{\text{ВЛ1}}}{T_{\text{вл}}} = 3.8864413 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_{\text{ам2}} := \frac{K_{\text{пс2}}}{T_{\text{пс}}} + \frac{K_{\text{ВЛ2}}}{T_{\text{вл}}} = 4.9868611 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие издержки

$$И_1 := И_{\text{рЭИ1}} + И_{\text{ам1}} + И_{\Delta W1} = 1248437.997$$

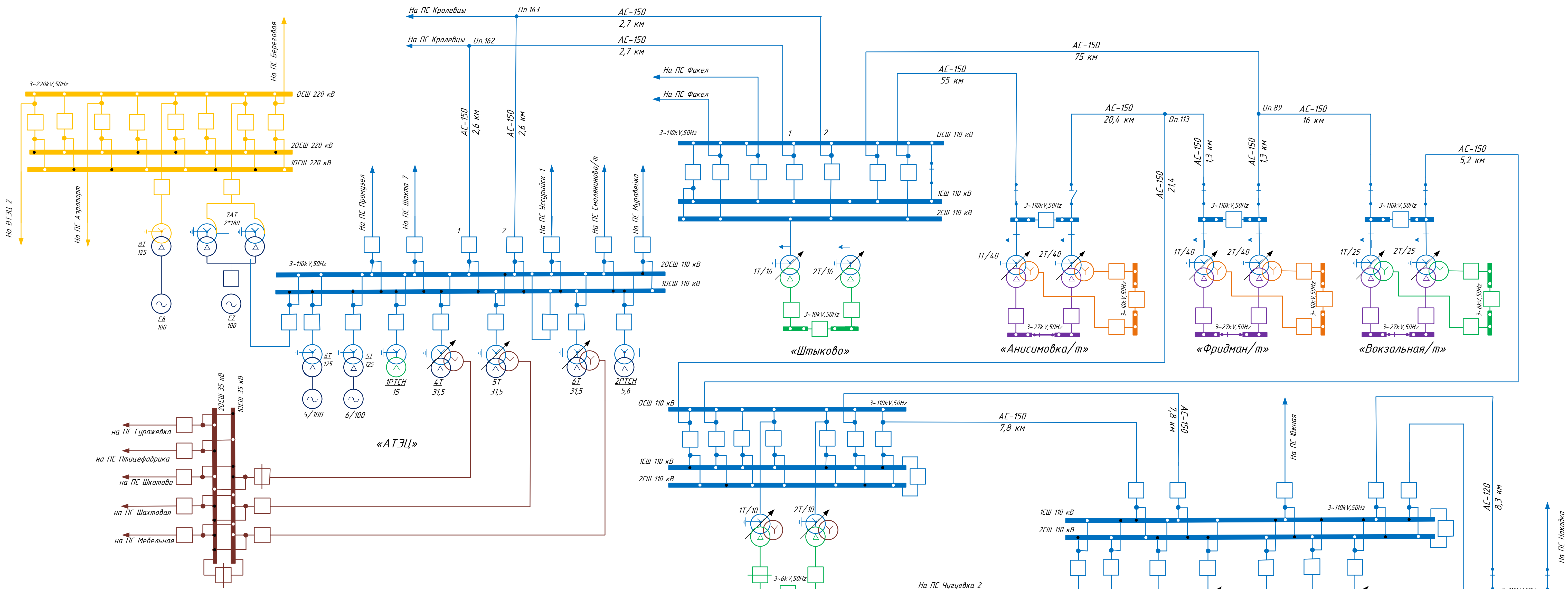
$$И_2 := И_{\text{рЭИ2}} + И_{\text{ам2}} + И_{\Delta W2} = 1703545.437$$

Затраты

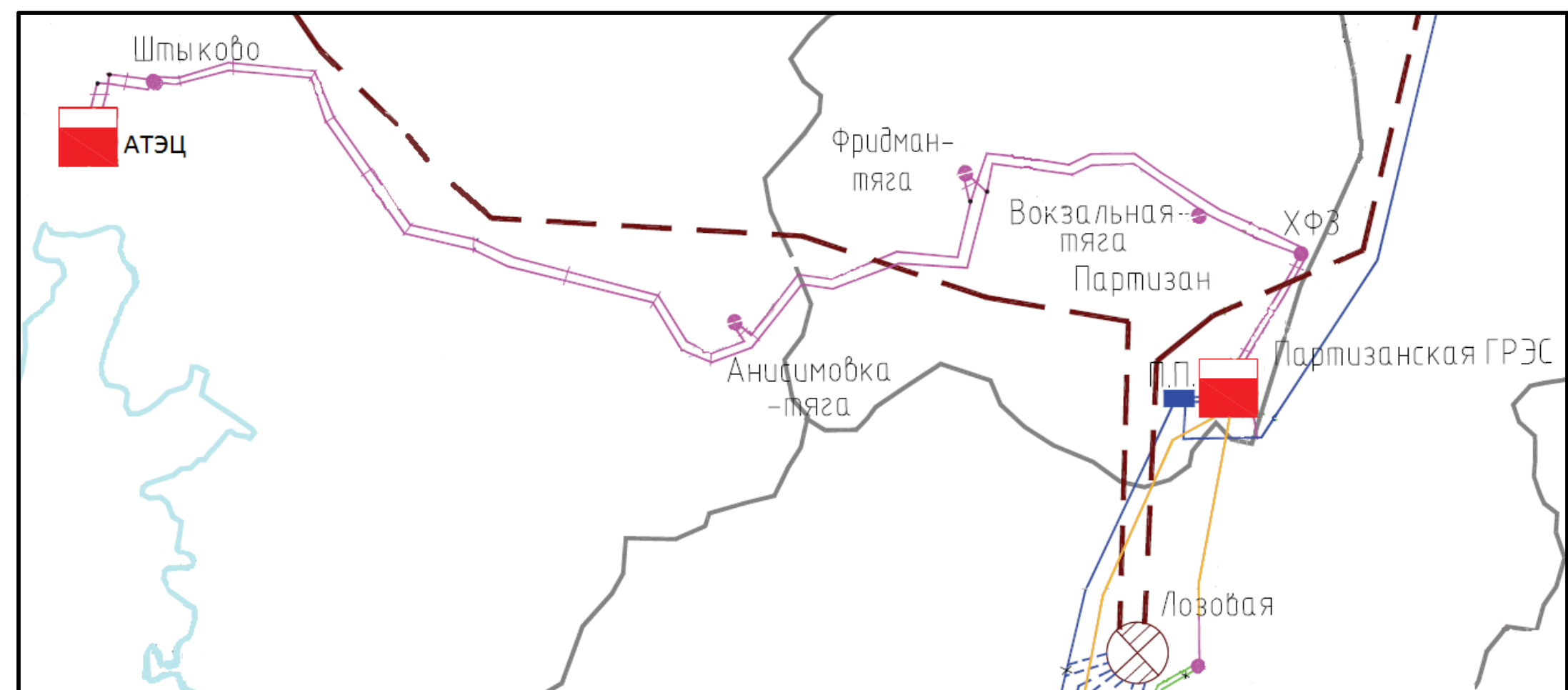
$E := 0.1$

$$31 := E \cdot K_{\text{об1}} + И_1 = 1979829.549 \quad \text{тыс.руб}$$

$$32 := E \cdot K_{\text{об2}} + И_2 = 2640509.565 \quad \text{тыс.руб}$$

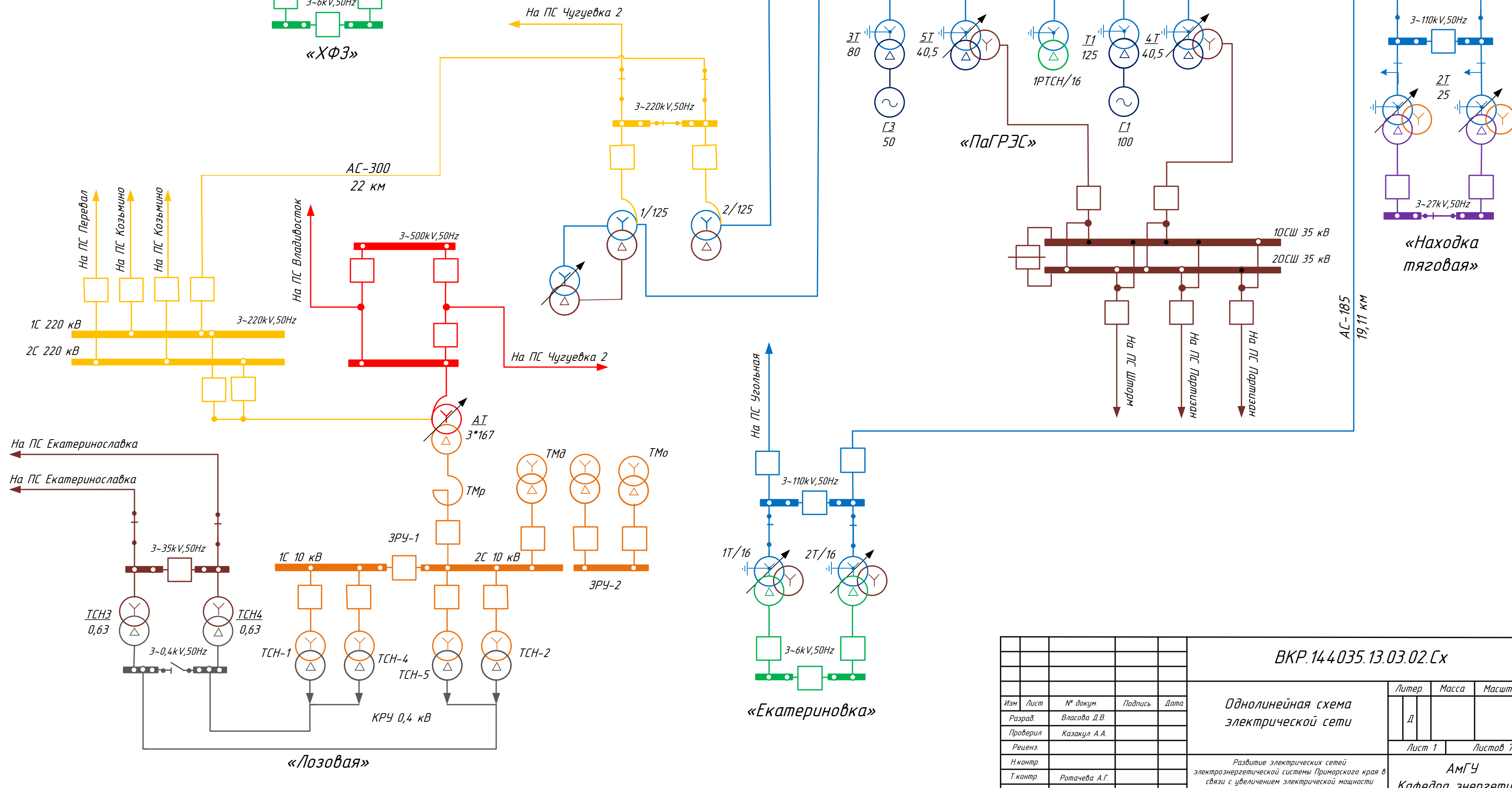


Карта-схема



Условные обозначения

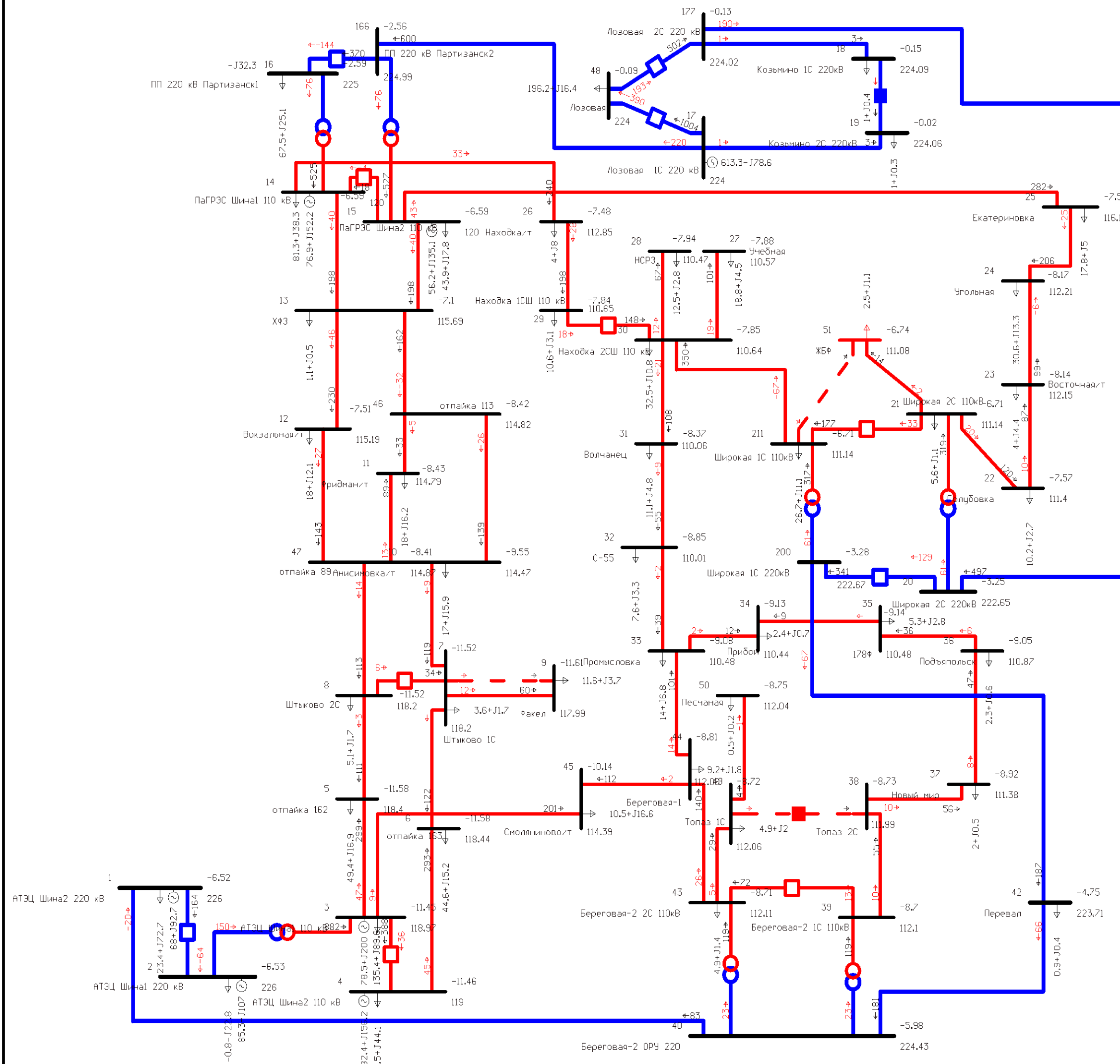
- Класс напряжения**
- 0,4 кВ
  - 6 кВ
  - 10 кВ
  - 27 кВ
  - 35 кВ
  - 110 кВ
  - 220 кВ
  - 500 кВ
- Отключение оборудования**
- ⏏
- Оборудование в работе**
- ⏏



ВКР.14.035.13.03.02.Сх			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разраб.	Власова Д.В.		
Проверил	Казанец А.А.		
Реценз.			
Инженер			
Техник	Ротачева А.Г.		
Умб.	Савина Н.В.		
Однолинейная схема электрической сети			
Литер.	Масса	Масштаб	
Д			
Лист 1		Листов 7	
АМГУ Кафедра энергетики			

Схема потокораспределения нормального режима

Загрузка ЛЭП в нормальном режиме



Цветовое исполнение классов напряжения

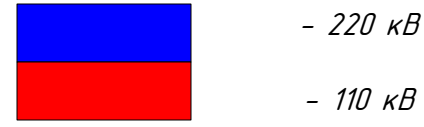


Table with columns: Инач, Икон, Название, Рнач, Ркон, Qнач, Qкон, Uнач, Uкон, dU%, Инач, Икон, Загр, %. It lists various power lines and substations with their respective load and voltage data.

Схема потокораспределения послеаварийного режима (отключение линии Вокзальная/т-ХФЭ)

Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

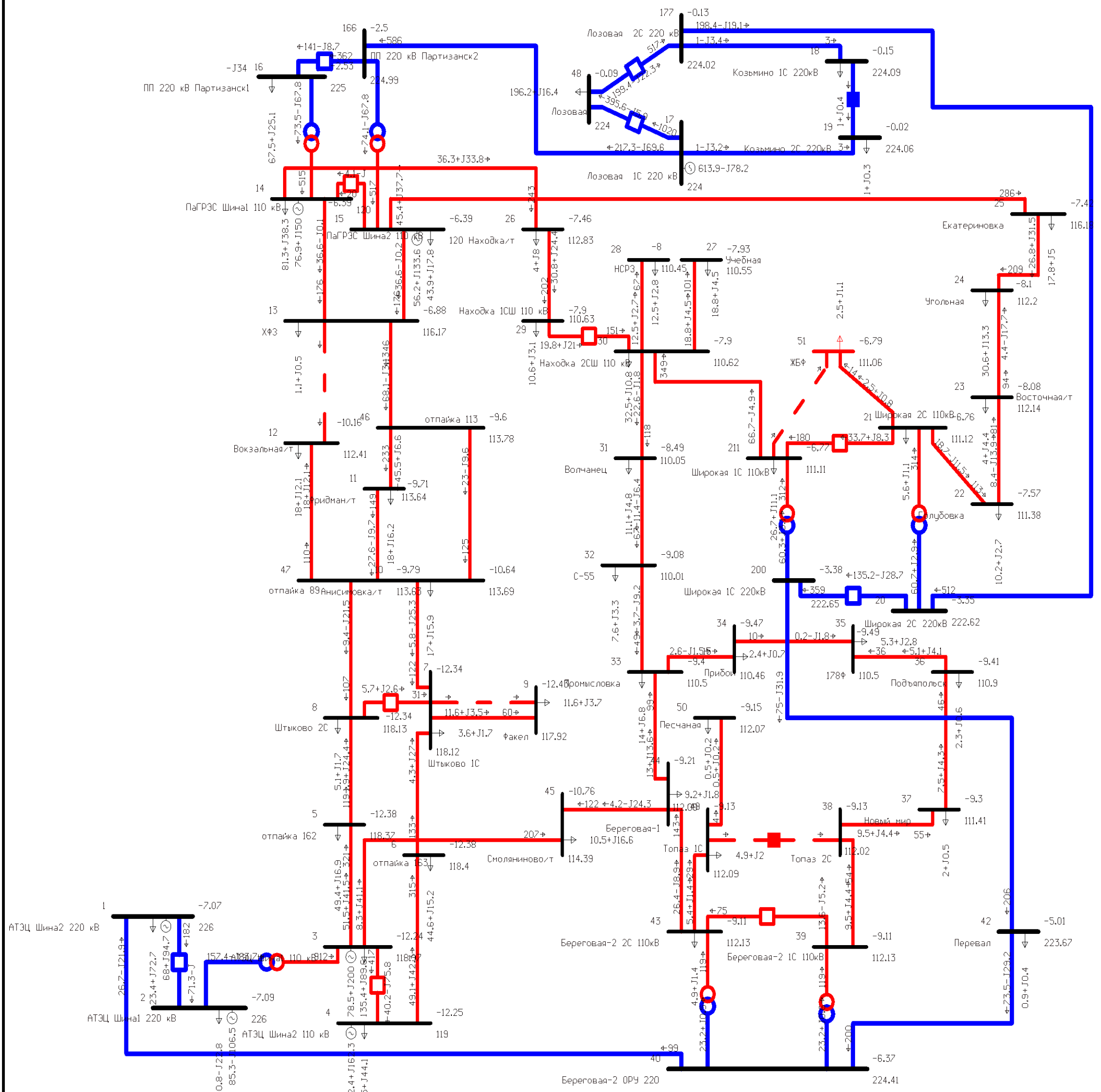
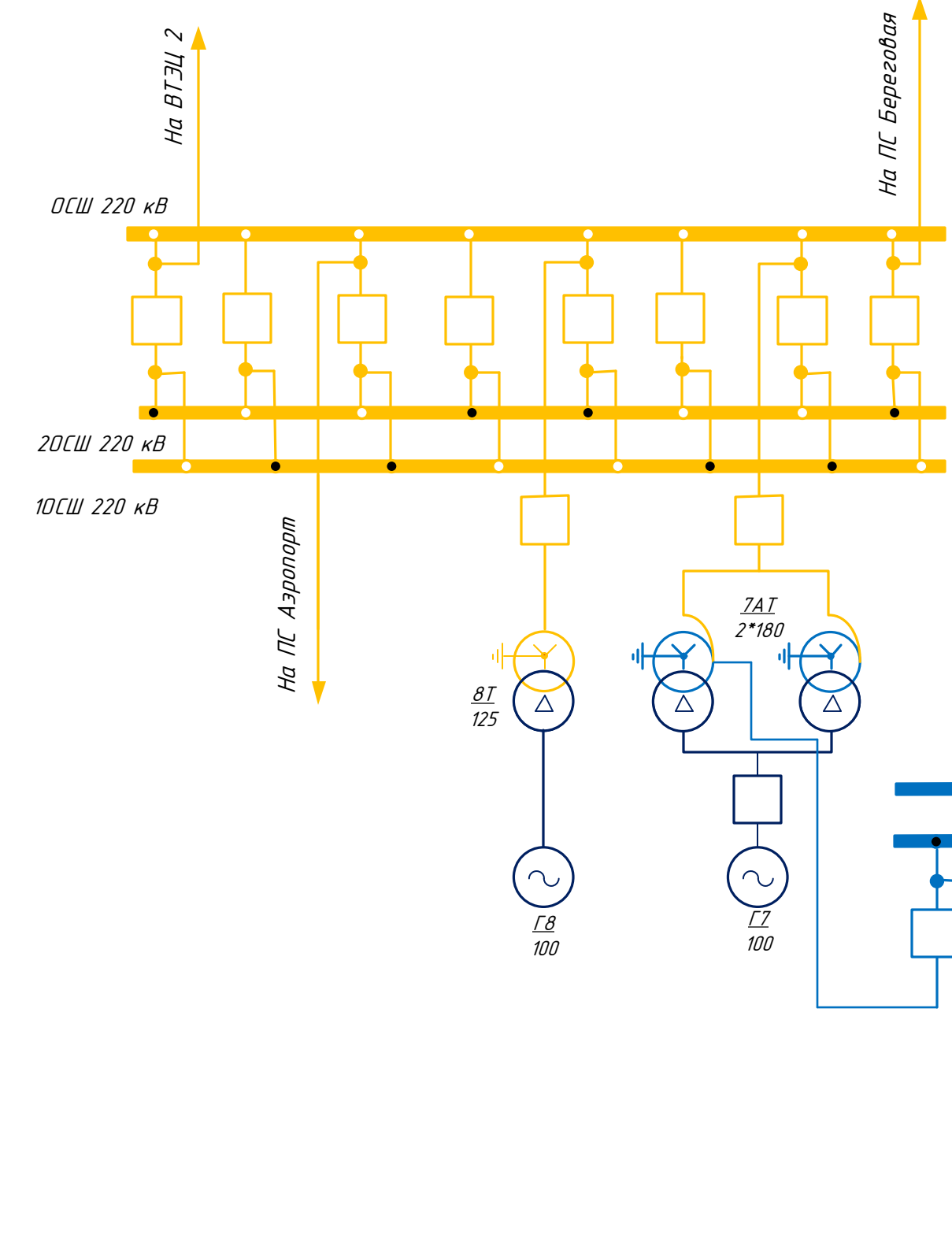
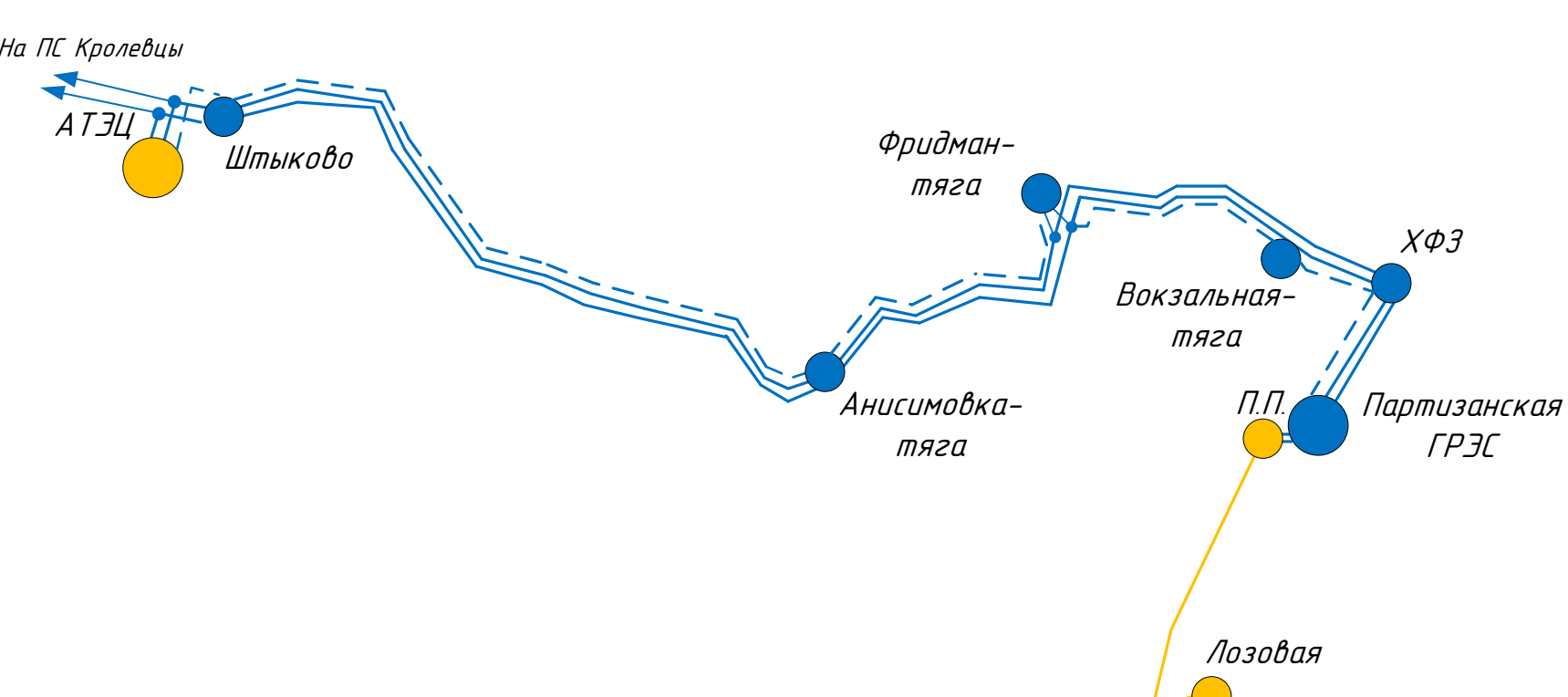


Table with columns: Инач, Икон, Название, Рнач, Ркон, Qнач, Qкон, Uнач, Uкон, dU%, Инач, Икон, Загр, %. It lists various power lines and substations with their respective load and voltage data in the post-accident regime.

Project information block including title 'ВКР 14.035.13.03.02.Сх', author 'Литер', mass 'Масса', scale 'Масштаб', and department 'Кафедра энергетики'.

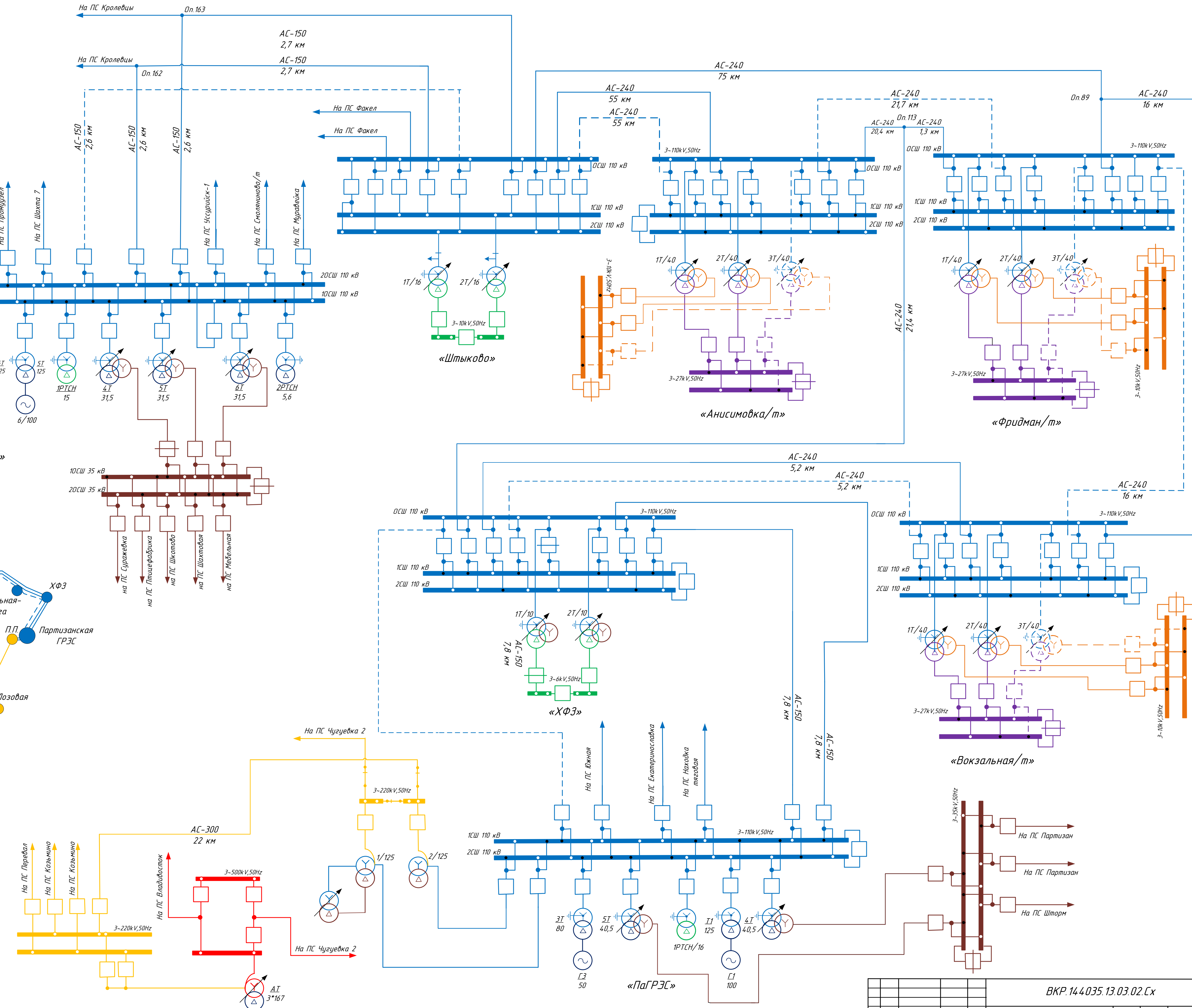


Карта-схема 1 варианта



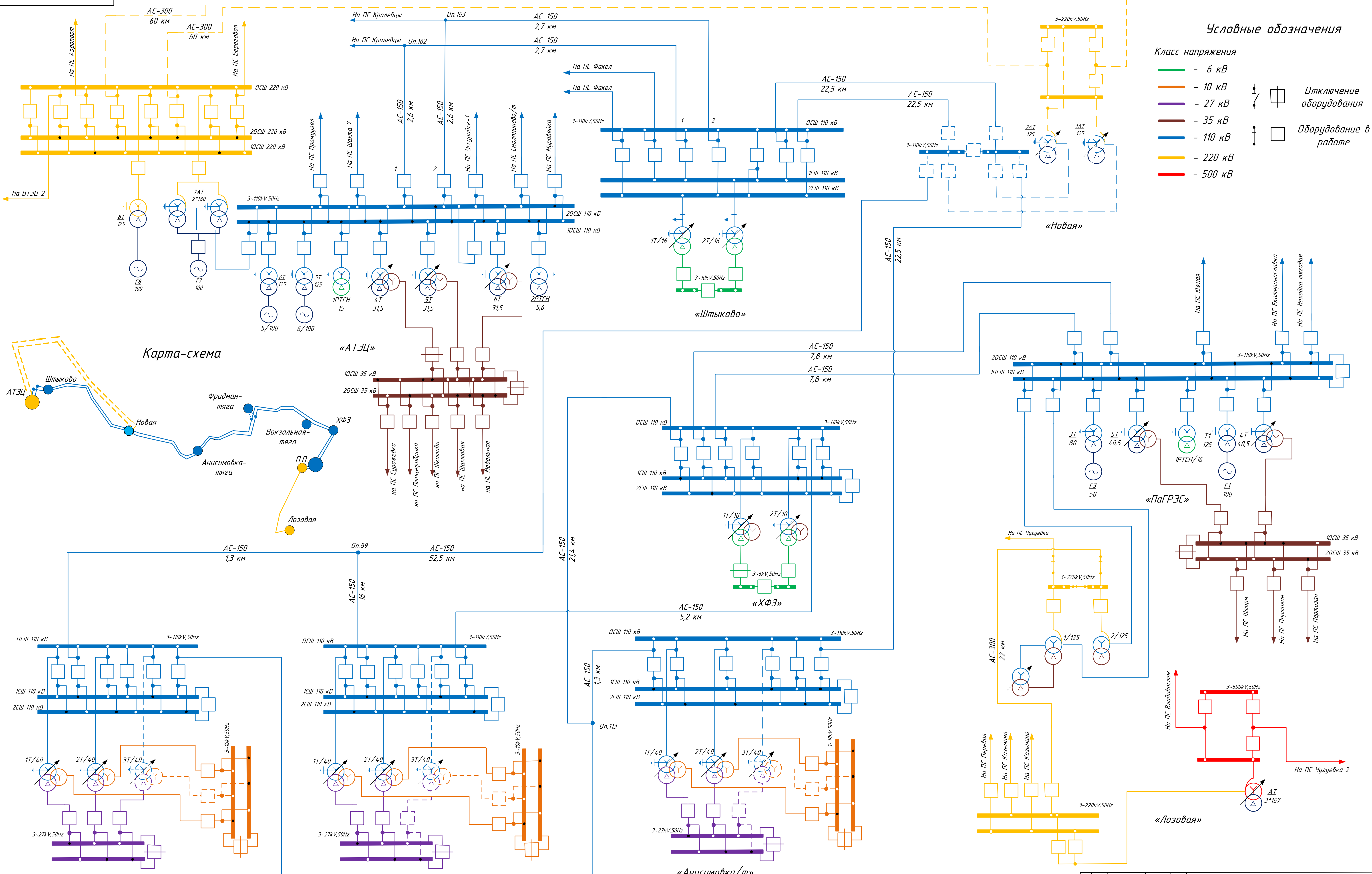
Условные обозначения

- Класс напряжения
- 6 кВ
- 10 кВ
- 27 кВ
- 35 кВ
- 110 кВ
- - - проектируемая линия 110 кВ
- 220 кВ
- 500 кВ
- ⏏ Отключение оборудования
- Оборудование в работе



ВКР.14.035.13.03.02.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработ	Власова Д.В.			
Проверил	Козлова А.А.			
Реценз.				
Нач.контр.	Ротачева А.Г.			
Т.контр.				
Умд.	Савина Н.В.			
Однoliniйная схема электрической сети после реконструкции вариант №1				Литер
Развитие электрической сети электроэнергетической системы Приморского края в связи с увеличением электрической мощности подстанции ОАО «Российские железные дороги»				Масса
				Масштаб
				Лист 3
				Листов
				АмГУ
				Кафедра энергетики

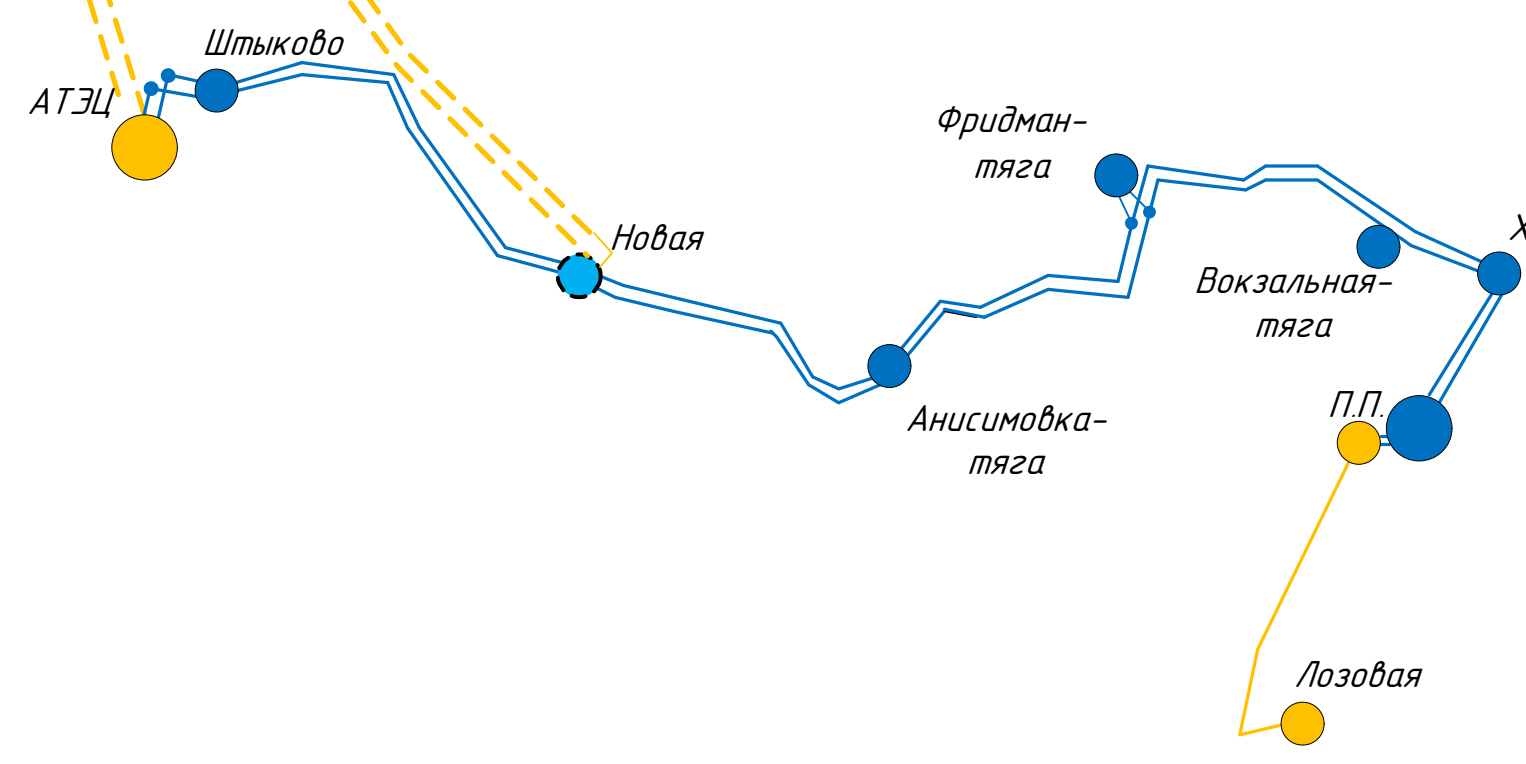




Условные обозначения

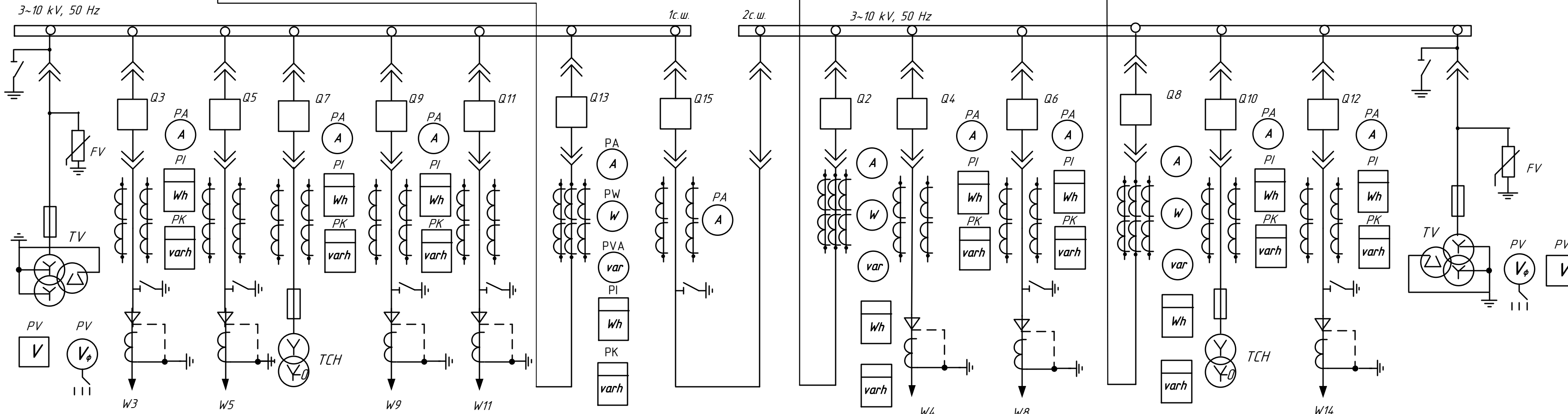
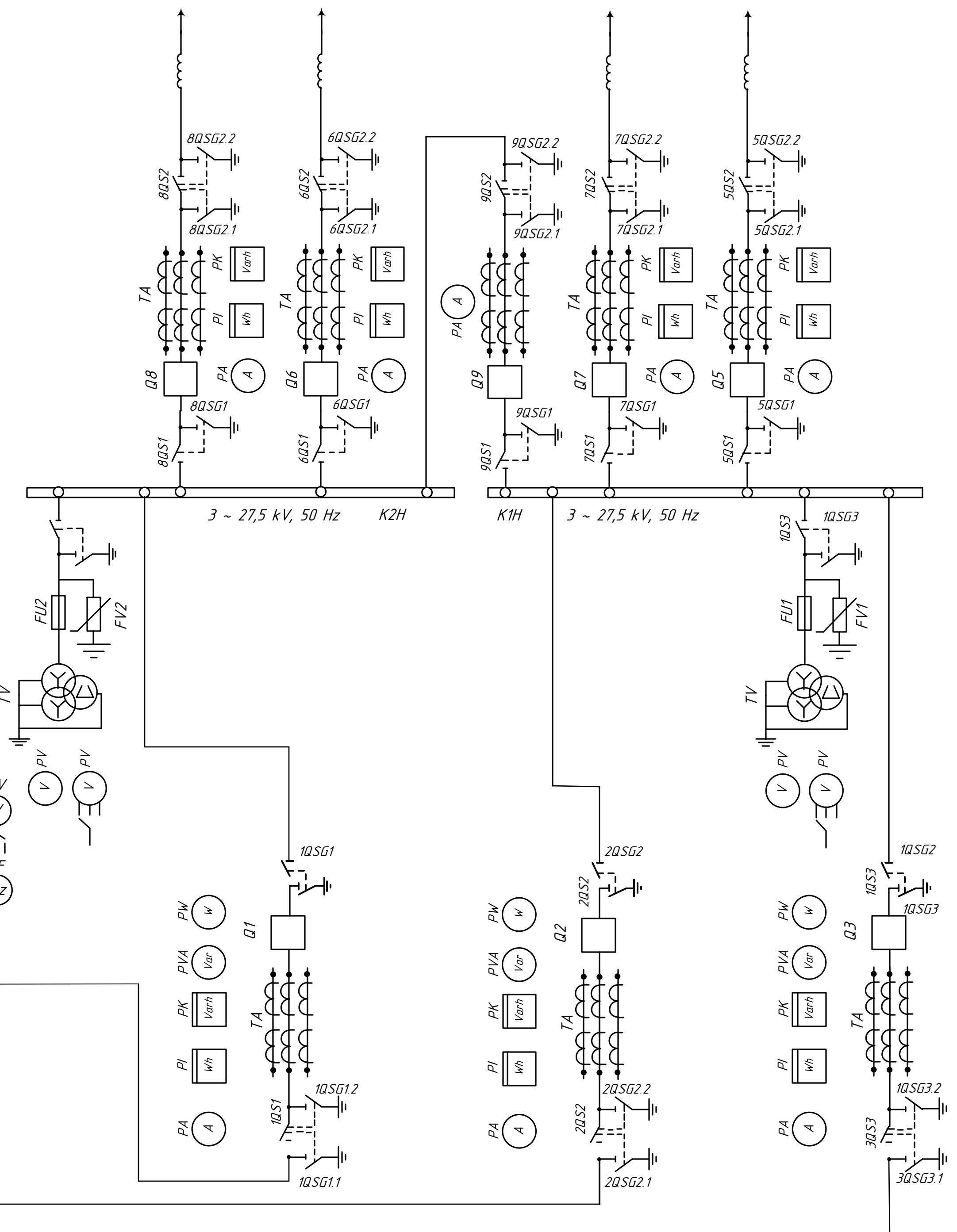
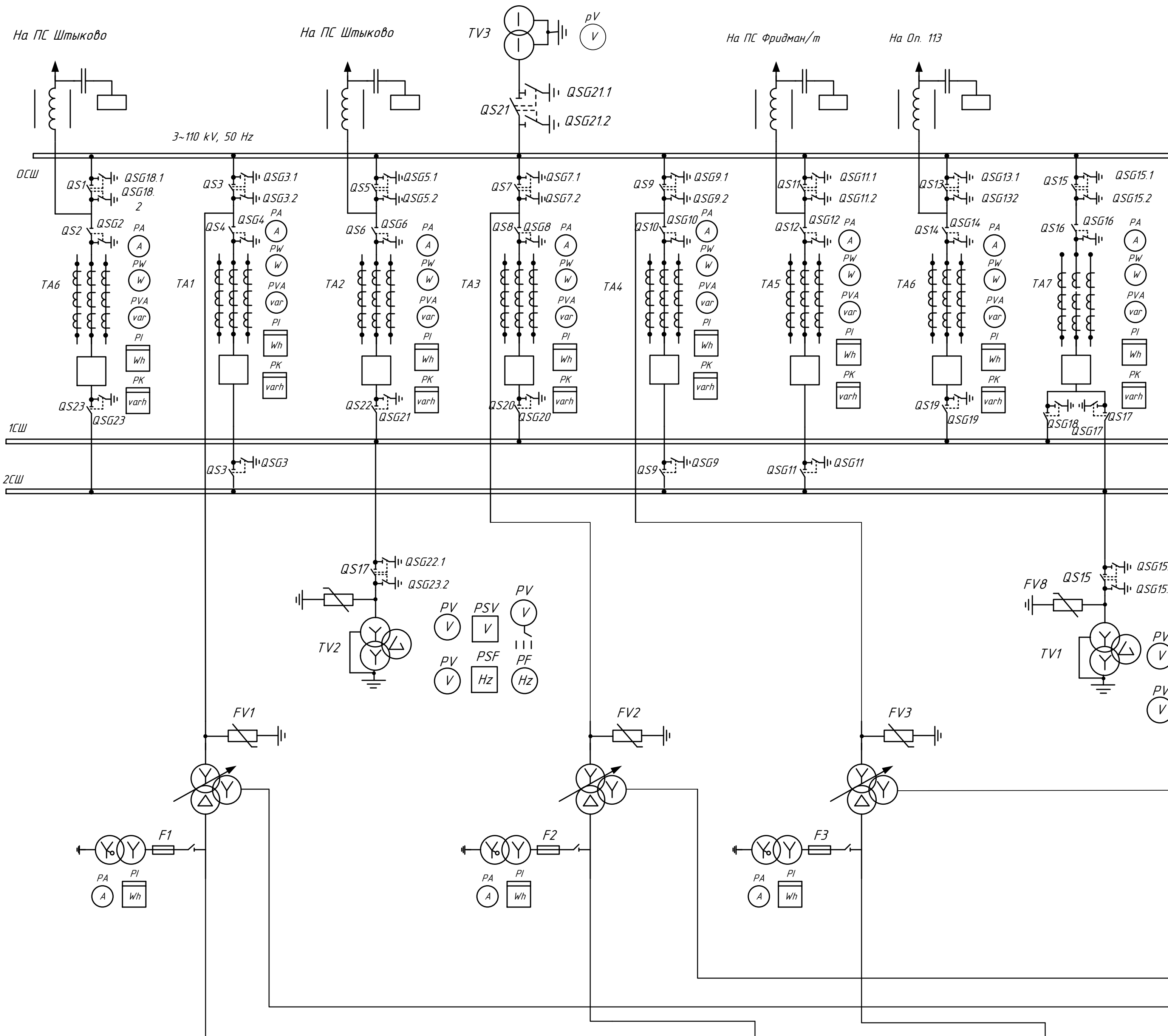
- Класс напряжения
- - 6 кВ
  - - 10 кВ
  - - 27 кВ
  - - 35 кВ
  - - 110 кВ
  - - 220 кВ
  - - 500 кВ
- Отключение оборудования  
  Оборудование в работе

Карта-схема



ВКР.14.035.13.03.02.Сх			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разработ.	Власова Д.В.		
Проверил.	Казанка А.А.		
Реценз.			
Инженер	Ратаева А.Г.		
Глав.	Савина Н.В.		
Однolineйная схема электрической сети после реконструкции вариант №2			
Литер.	Масса	Масштаб	
Д			
Лист 4		Листов 7	
АМГУ Кафедра энергетики			





Высокочастотный заградитель ВЗ-630
Обходная система шин - 110
Разъединители РДЗ 1-110/1000 ЧХЛ1 РДЗ 2-110/1000 ЧХЛ1
Разъединитель РДЗ 1-110/1000 ЧХЛ1
Трансформатор тока ТТФ-110 У1
Выключатель ВГУ-1101*-50/2000 У1
1 секция шин - 110
Разъединитель РДЗ 1-110/1000ЧХЛ1 РДЗ 2-110/1000ЧХЛ1
2 секция шин - 110
Разъединители РДЗ 1-110/1000 ЧХЛ1 РДЗ 2-110/1000 ЧХЛ1
Ограничитель перенапряжений ОПН-110
Трансформатор напряжения НАМИ-110 У1
Ограничитель перенапряжений ОПН-110
Трансформатор ТДТНЖ-40000/110
Трансформатор собственных нужд

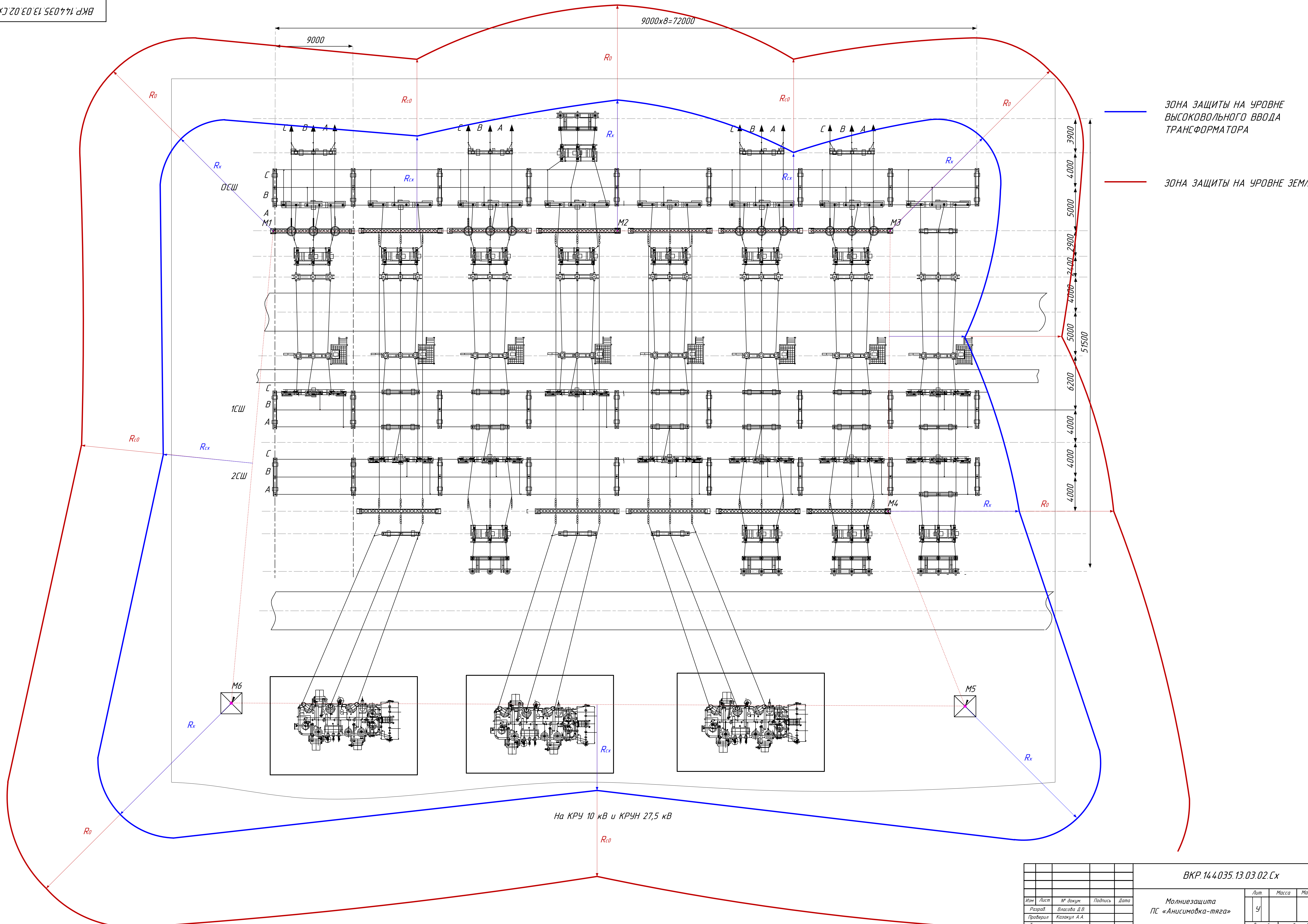
КРУ - 10 кВ Типа К-61М
---------------------------

№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	2	4	6	8	10	12	14
Назначение	ТН 3	КЛ 3	КЛ 5	ТСН 7	КЛ 9	КЛ 11	Перемычка	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТМ-630/10	ТШЛ-10 4000/5	ЗНОЛ - 10 ЧХЛ1
Тип трансформатора	ЗНОЛ - 10 ЧХЛ1	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТМ-630/10	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТШЛ-10 4000/5	ТМ-630/10	ТШЛ-10 4000/5	ЗНОЛ - 10 ЧХЛ1
Привод выключателя	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ВВЗ-СМ-10/4000 (Эл.магн.)	ПКТ-10
Предохранитель	ПКТ-10			ПКТ-10									ПКТ-10		ПКТ-10

ВКР.14.035.13.03.02.Сх								
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Однолинейная схема ПС «Анисимовка-тяга»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб	Васильев И.В.	Провер	Козлов А.А.			Лист 5	Листов 7	
Т. Констр								
Н. Констр								
Умб								
Разработана электрическая схема электроснабжения системы пригородного края в связи с увеличением электрической мощности подстанции ОАО «Российские железные дороги»						АмГУ Кафедра Энергетики		

9000x8=72000

9000



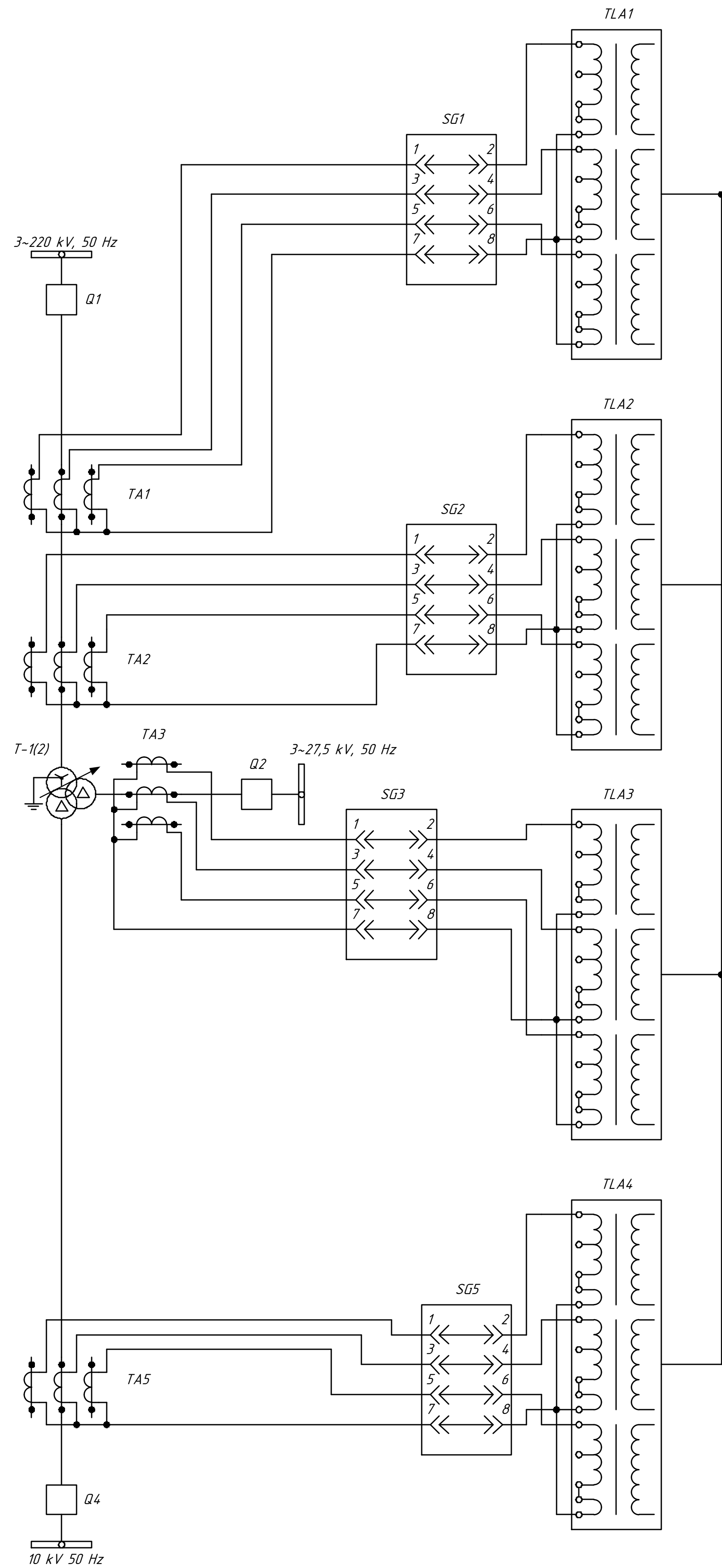
— ЗОНА ЗАЩИТЫ НА УРОВНЕ  
ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВВОДА  
ТРАНСФОРМАТОРА

— ЗОНА ЗАЩИТЫ НА УРОВНЕ ЗЕМЛИ

На КРУ 10 кВ и КРУН 27,5 кВ

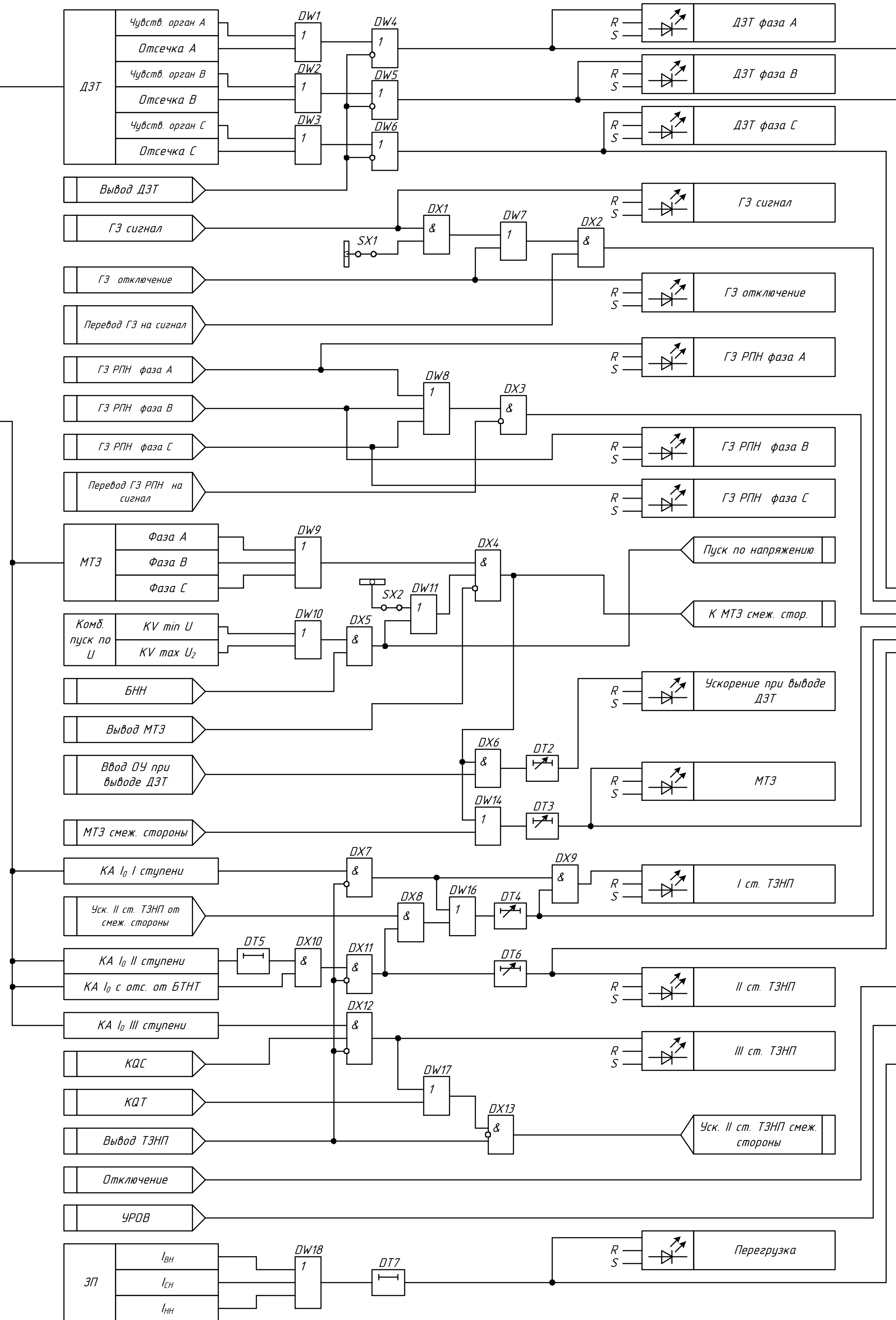
				ВКР.14.035.13.03.02.Сх		
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Лит	Масса
Разработ		Власова Д.В.			У	
Проверил		Казанул А.А.				
Т.контр					Лист 6	Листов 7
Рецензент					АМГУ	
Исполн		Ротачева А.Г.			Кафедра энергетики	
Утвердил		Лавина Н.В.				

Раздел электрических сетей  
электроэнергетической системы Приморского края в  
связи с увеличением электрической мощности  
подстанций ОАО «Российские железные дороги»



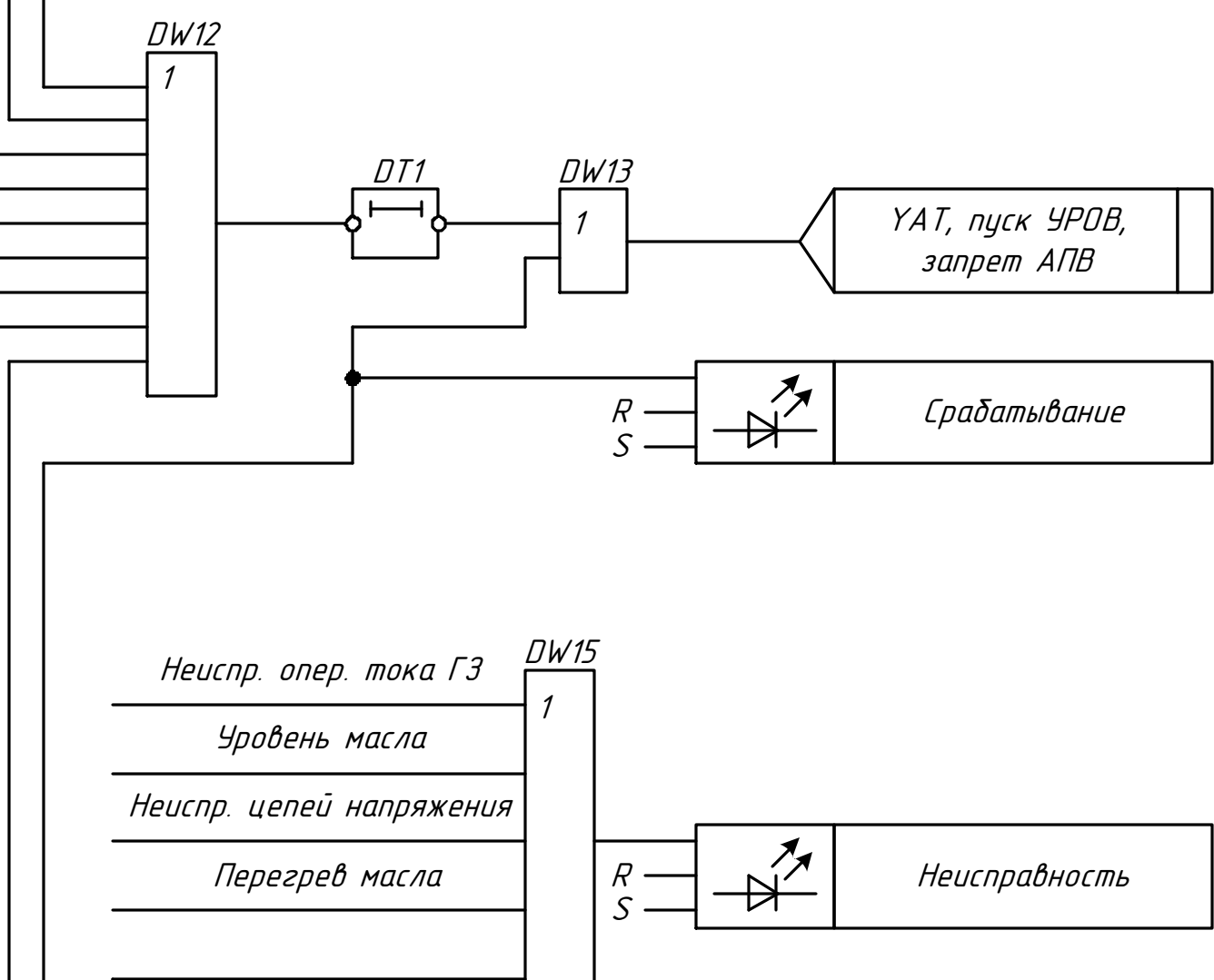
Внешние и внутренние дискретные входные сигналы и пусковые (измерительные) органы

Внешние дискретные выходные сигналы и сигнализация



Основные технические данные и характеристики шкафа

Номинальный переменный ток $I_{ном}, A$	5 A
Номинальное межфазное напряжение переменного тока $U_{ном}, B$	100 B
Номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пнт}, B$	220 B
Номинальная частота $f_{ном}, Гц$	50 Гц



BKP.144035.13.03.02.Cx				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лит	№ докум.	Подпись	Дата	4	
Разраб.	Власова Д.В.					
Проверил	Козакул А.А.					
Т.конт.					Лист 7	Листов 7
И.конт.	Ратачева А.Г.				АМГУ	
Утв.	Савина Н.В.				Кафедра энергетики	