

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 220 кВ в Амурской области на участке ПС Тында – ПС Дипкун – ПС Призейская для повышения пропускной способности в связи с требованиями мощности по проекту БАМ-3

Исполнитель

студент группы 842-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Бурый

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности,

канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Бурого Егора Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети напряжением 220 кВ в Амурской области на участке ПС Тында – ПС Дипкун – ПС Призейская для повышения пропускной способности в связи с требованиями мощности по проекту БАМ-3

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506 - Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема существующего участка сети, перечень потребителей, данные по проекту БАМ – 3, нормативно справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчёт токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная защита и автоматика. 5. Молниезащита и заземление. 6. Организационно-экономическая часть. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 85 формул, 5 приложений, 32 источника, 7 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания: 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.2022

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 85 формул, 5 приложений, 32 источника.

ЭНЕРГОСИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЖИМ СЕТИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассмотрена энергосистема Амурской области, проведен анализ нормальных и послеаварийных режимов работы рассматриваемого участка сети. Для подключаемой подстанции на основе рассчитанных токов коротких замыканий выбрано основное электрооборудование. Рассчитано заземление и молниезащита подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты. Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для проектируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика реконструируемой сети	9
1.1 Климатическая характеристика района проектирования	9
1.2 Анализ существующей электрической сети	10
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии	14
1.4 Расчет и анализ режимов существующей сети	16
2 Реконструкция сети в связи с осуществлением проекта БАМ-3	28
2.1 Разработка вариантов реконструкции сети	28
2.2 Разработка однолинейных схем подключаемых ПС	29
2.3 Выбор сечения линий электропередачи	30
2.4 Выбор трансформаторной мощности	32
2.5 Выбор компенсирующих устройств	34
3 Технико-экономическое сравнение вариантов	36
3.1 Экономический расчет	36
3.2 Прогнозирование электрических нагрузок	40
3.3 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	42
4 Расчёт токов коротких замыканий	53
5 Выбор и проверка электрических аппаратов	59
5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	59
5.2 Выбор и проверка выключателей	59
5.3 Выбор и проверка разъединителей	63
5.4 Выбор ячеек КРУ	64
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	66
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	69
5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	70
6 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	72

6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	76
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	81
6.3 Выбор и проверка ОПН	83
7 Расчет релейной защиты трансформатора на ПС БАМ-25	86
7.1 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»	86
7.2 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора	86
7.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты	87
7.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	98
7.5 Газовая защита трансформатора	103
7.6 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-ТЗ»	105
8 Безопасность и экологичность	107
8.1 Безопасность	107
8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	107
8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	108
8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	108
8.2 Экологичность	109
8.3 Чрезвычайные ситуации	114
Заключение	119
Библиографический список	120
Приложение А – Расчёт режима существующей сети в ПВК RastrWin	122
Приложение Б – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	128
Приложение В – Расчет режима в выбранном варианте развития сети в ПВК RastrWin3	132
Приложение Г – Экономический расчет в ПВК MathCad 15	140
Приложение Д – Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin3	145

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЭЭС – энергосистема;

ПС – подстанция;

ВЛ – воздушная линия;

ЛЭП – линия электропередач;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция (тепловая);

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низшее напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

В стране функционирует целая транспортная система, обеспечивающая перевозки пассажиров и перемещение грузов, тесно связанная и взаимодействующая между всеми видами транспорта: железнодорожным, автомобильным, водным (речным и морским), воздушным, трубопроводным и др.

Железнодорожный транспорт России занимает ведущее место в транспортной системе страны, выполняя около 85% грузооборота и более 37% пассажирооборота транспорта общего пользования.

Российские железные дороги включают в себя 17 дорог, общая эксплуатационная длина которых составляет 85,5 тыс. км., из которых электрифицировано 43,7 тыс. км. Железные дороги России занимают третье место в мире по протяженности.

Правительство РФ приняло решение о финансировании ряда крупных инфраструктурных проектов за счет средств Фонда национального благосостояния (ФНБ). В их число вошли проекты строительства нескольких скоростных автомобильных дорог, железных дорог в центральном регионе и, что особенно важно для грузовладельцев – экспортеров массовых грузов и портовиков, третий этап модернизации БАМа и Транссиба (БАМ-3), который позволит быстрее и в большем объеме доставлять грузы к дальневосточным портам. Проект БАМ-3 также называют «Якутским кластером». Модернизация «Якутского кластера» предполагает строительство сплошных вторых путей от Тынды до Ванино. Провозная способность участка железной дороги от Якутии до порта Ванино должна увеличиться примерно со 182 млн тонн в 2024 году до 211 млн тонн к 2030 году.

В рамках развития Восточного полигона и осуществления проекта БАМ-3 планируется строительство второй воздушной линии электропередачи на транзите Тында – Дипкун – Призейская и тяговых подстанций БАМ-20, БАМ-21, БАМ-22, БАМ-23, БАМ-24, БАМ-25 и БАМ-26 общей мощностью 261 МВт.

Для написания выпускной квалификационной работы выбрана тема: «Реконструкция электрической сети напряжением 220 кВ в Амурской области на участке ПС Тында – ПС Дипкун – ПС Призейская для повышения припускной способности в связи с требованиями мощности по проекту БАМ-3».

Данная тема актуальна, поскольку с развитием и ростом количества участков железных дорог происходит увеличение мощности, необходимой для их стабильной работы. Экономически-инвестиционная привлекательность проекта заключается в возможности транспортировки большего количества груза с помощью железнодорожного транспорта.

Практическая значимость работы состоит в возможности применения его результатов в проектной деятельности энергетических организаций.

Цель работы – разработка наиболее экономически выгодного варианта развития участка электрической сети между ПС Тында и ПС Призейская.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Анализ сети в районе проектирования;
- Прогнозирование электрических нагрузок;
- Разработка вариантов развития электрической сети и выбор наиболее оптимального;
- Расчет нормальных и послеаварийных режимов до и после развития электрической сети.
- Выбор схемы распределительного устройства тяговой ПС;
- Выбор основного оборудования на проектируемой ПС;
- Разработка заземления и молниезащиты;
- Выбор и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора.
- Оценка безопасности и экологичности проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используется программное обеспечение: Microsoft Office, ПК РаstrWin 3, ПК MathCad 15.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая характеристика района строительства

Амурская область входит в состав Дальневосточного Федерального округа и располагается на юго-востоке Российской Федерации, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге. На юге проходит государственная граница с Китайской Народной Республикой. На западе область граничит с Забайкальским краем, на севере — с Республикой Саха (Якутия) и на востоке — с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Площадь территории Амурской области — 361,9 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 2,1 % площади Российской Федерации.

Климат района проектирования резко-континентальный с муссонными чертами. Континентальность такого климата выражается большими колебаниями годовых и суточных температур воздуха, муссонность — почти исключительно северо-западными ветрами зимой и резким преобладанием летних осадков. Безморозный период в данном районе составляет от 150 до 180 дней. Средняя температура в июле равняется +18,8 °С. Средняя температура в январе от -26,2 °С. Годовое количество осадков составляет до 430 мм. Зимой снежный покров 17 см. Среднегодовая скорость ветра до 3,6 м/сек, весной и осенью в отдельные дни приближена к 20 м/сек.

Большая часть территорий занята густыми и сырыми таежными лесами — 90% с преобладанием даурской лиственницы с примесью берёзы и кустарников.

Наиболее высокий уровень воды совпадает с выпадением обильных осадков во второй половине лета и в сентябре. В это время на реках проходит ряд паводков, во время которых уровень воды поднимается на 3-6м выше допустимого.

Основные климатические показатели представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	II
Район по ветру	I
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Степень загрязнения атмосферы	I
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная

Таблица 2 – Температуры воздуха в рассматриваемом районе

Наименование	Показатели
Среднегодовая, °С	-3,7
Минимальная, °С	-52
Максимальная, °С	37

## 1.2 Анализ рассматриваемой сети

Энергосистема Амурской области функционирует в составе ОЭС Востока, расположена на территории Амурской области и входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ. ЭС Амурской области связана с энергосистемами: Хабаровского края и Еврейской автономной области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ) — двумя ВЛ 500 кВ, тремя ВЛ 220 кВ; Забайкальского края (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ) — двумя ВЛ 220 кВ; Республики Саха (Якутия) (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ) — двумя КВЛ 220 кВ, двумя ВЛ 220 кВ, одной ВЛ 35 кВ; энергосистемой Китайской Народной Республики — одной ВЛ 500 кВ, двумя ВЛ 220 кВ, одной ВЛ 110 кВ.

Развитие электрической сети осуществляется на территории Западного энергорайона Амурской области. Западный энергорайон характеризуется отсутствием источников генерации. Электроснабжение района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, расположенных в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), и электростанций, расположенных в Восточном энергорайоне энергосистемы Амурской области. Перетоки мощности в Западный энергорайон осуществляются по двум

контролируемым сечениям: «Якутия – Амурэнерго» и «ОЭС – Запад Амурэнерго». В настоящее время суммарной пропускной способности этих сечений недостаточно для надежного электроснабжения всех потребителей Западного энергорайона. Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

Для того чтобы выполнить структурный анализ сети, необходимо провести анализ отдельных её частей: источников питания, линий электропередачи, подстанций.

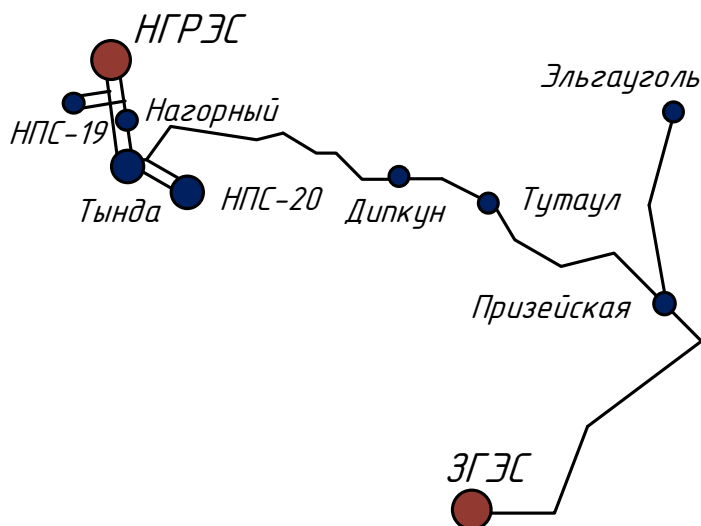


Рисунок 1 – Карта-схема участка электрической сети Амурской области

На данный момент требуемый участок сети состоит из следующих элементов:

Таблица 3 – Линии электропередачи

№	ЛЭП	Марка провода	Длина, км
1.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	АС-300	180
2.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – отп. НПС19	АС-300	4
3.	ВЛ 220 кВ отп. НПС-19 - Нагорный	АС-300	90
4.	ВЛ 220 кВ отп. на НПС-19 (2 цепи)	2хАС-240	2х8,1
5.	КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный;	АС-300	106,9
6.	ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	АС-300 АС-500	96,8 1,9
7.	ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	АС-300	54,3
8.	ВЛ 220 кВ Тында – НПС-20	АС-240	19,5
9.	ВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	АС-300	147,7
10.	ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауголь	АС-300	268
11.	ВЛ 220 кВ ЗГЭС - Призейская	АС-300	183,8

Трансформаторы, установленные на станциях и подстанциях рассматриваемого участка сети, приведены в таблице 4 [3].

Таблица 4 – Трансформаторы

№	Место установки (ПС)	Трансформаторы
1.	ЗГЭС	1х3хАОДЦТН-167000/500/220 4хТДЦ-250000/500 2хТДЦ-250000/220
2.	НГРЭС	2хАТДЦТН-125000/220/110 ТДЦ-250000/220 ТДЦ-250000/110
3.	НПС-19	2хТДТН-40000/220
4.	НПС-20	2хТДТН-40000/220
5.	ПП Нагорный	-
6.	Тында	2хАТДЦТН-63000/220/110 2хТДТН-40000/220
7.	Дипкун	2хТДТН-25000/220
8.	Тугаул	2хТДТН-25000/220
9.	Призейская	2хТДТН-25000/220
10.	Эльгауголь	2хАТДЦТН-125000/220/110

Однолинейная схема рассматриваемого участка сети Амурской области представлена на листе 1 графической части выпускной квалификационной работы.

Проведем обзорную характеристику источников питания.

Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС и Зейской ГЭС, расположенных в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и электростанций, расположенных в ВЭР ЭС Амурской области. Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ в ЗЭР ЭС Амурской области осуществляется по двум ЛЭП:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19.

Нерюнгринская ГРЭС — тепловая электростанция, расположенная в пгт. Серебряный бор Нерюнгринского района республики Саха (Якутия). Крупнейшая тепловая электростанция Якутии. Входит в качестве структурного подразделения в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро).

Нерюнгринская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 570 МВт, установленная тепловая мощность — 820 Гкал/час. Тепловая схема станции — моноблочная. В качестве топлива используется каменный уголь Нерюнгринского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя:

– энергоблок № 1 работающий на конденсационном режиме, мощностью 210 МВт, включающий в себя паровую турбину К-210-130-3, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214 СЗХЛ, введён в 1983 году;

– энергоблоки № 2 (введён в 1984 г.), № 3 (введён в 1985 г.) мощностью по 180 МВт на теплофикационном режиме и 210 МВт на конденсационном режиме, включающие в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214 СЗХЛ;

– пиковую водогрейную котельную в составе трёх водогрейных котлов КВТК-100-150.

Турбины станции работают на перегретом паре температурой 540°С и давлением 13 МПа на ступени высокого давления, и 2,7 МПа после пром.перегрева. Отвод дымовых газов производится двумя дымососами на котлоагрегат через дымовую трубу высотой 240 м. Техническое водоснабжение осуществляется от водохранилища-охладителя на р. Олонгоро, образованного путем строительства насыпной глухой плотины. Площадь водохранилища 4,5 км<sup>2</sup>, объём 45 млн м<sup>3</sup>. Схема водоснабжения включает в себя глубинный водозабор, открытый подводящий канал, блочную насосную станцию, напорные и сбросные циркуловоды, закрытый сбросный и открытый подводящий каналы, консольный водосброс и водосливную плотину. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через три блочных силовых трансформатора ТДЦ-250000/110/15,75 и открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 110 и 220 кВ (соединённые через два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35 мощностью по 125 МВА) по следующим линиям электропередачи:

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС Тында с отпайкой на ПС НПС-19, 2 цепи;

– ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС НПС-18, 2 цепи;

– ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС В.Котельная (Л-124);

– ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС СХК, 2 цепи (Л-119, Л-120);

– ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Чульманская ТЭЦ, 2 цепи (Л-114, Л-115);

– ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС ОФ, 2 цепи (Л-116, Л-117).

Зейская ГЭС — гидроэлектростанция на реке Зeya в Амурской области, у города Зeya. Вторая по мощности гидроэлектростанция на Дальнем Востоке России. Имеет самую высокую в России плотину контрфорсного типа, а также самые мощные диагональные гидротурбины. Водохранилище станции имеет большое противопаводковое значение. Зейская ГЭС является филиалом ПАО «РусГидро». Сооружения станции являются памятником истории и культуры регионального значения.

Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 15,75 кВ, каждый генератор подключён к своему трёхфазному трансформатору. Два генератора подключены к трансформаторам ТНЕРЕ 265000/242/15,75-РН и ТЦ-250000/220, четыре генератора — к трансформаторам ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ 265000/525/15.75-РН, а через них — к открытому распределительному устройству (ОРУ) напряжением 220/500 кВ. Для связи частей ОРУ 220 и 500 кВ между собой установлена группа из трёх однофазных автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220. Электроэнергия Зейской ГЭС выдаётся в энергосистему по следующим линиям электропередачи:

– ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — ПС Амурская (2 цепи);

– ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Светлая с отпайкой на ПС Энергия (2 цепи);

– ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Призейская;

– ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Магдагачи.

### **1.3 Характеристика потребителей электроэнергии**

Суммарно за последние 5 лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Амурской области увеличился на 97,6 МВт или на 7%.

Наиболее значительные приросты отмечаются в 2018-2019 годы, что обусловлено, главным образом, ростом производства.

Наиболее крупные потребители в энергосистеме представлены в основном предприятиями обрабатывающей промышленности и транспорта. Для проекта БАМ-3 основным потребителем электроэнергии будут объекты железнодорожной инфраструктуры.

ОАО «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД») [7] — российская государственная вертикально интегрированная компания, владелец инфраструктуры общего пользования и крупнейший перевозчик российской сети железных дорог. Образовано в 2003 году на базе Министерства путей сообщения России. 100 % акций принадлежат Правительству России.

ОАО «РЖД» осуществляет транспортное обслуживание в 77 из 85 субъектов Российской Федерации. В 2019 году компания перевезла 1,2 млрд пассажиров и 1,28 млрд тонн грузов. Вклад РЖД в ВВП России в 2017 году составляет 1,4 %. Доля РЖД в российских инвестициях — 3 %, в инвестициях транспорта 13,3%. На ОАО «РЖД» приходится более 27 % пассажирооборота всей транспортной системы России и более 45 % её грузооборота (без учёта трубопроводного транспорта — 87 %).

ОАО «РЖД» с 2013 года реализует комплекс первоочередных мероприятий по развитию железнодорожной инфраструктуры Восточного полигона. Его целью является ликвидация «узких мест» на железных дорогах Забайкалья и Дальнего Востока для обеспечения дополнительного объема перевозок грузов российских компаний.

Тяговые подстанции строятся вдоль железных дорог, обычно на расстоянии от 25 до 50 км для обеспечения надежного электроснабжения тяговой нагрузки. Расстояние может зависеть как от профиля пути, так и от

размеров и расстояний проходящих поездов. Напряжение ПС составляет от 6 до 220 кВ.

Предназначение тяговой подстанции следующее: преобразовывать и распределять электрический ток в целях обслуживания электротранспорта. Подстанции подразделяются по виду выдаваемого в контактную сеть электрического тока - постоянного и переменного – от того, какой именно вид использует электротранспорт: электровозы наземных железных дорог, метрополитена, трамваи или троллейбусы. Тяговая подстанция может обеспечивать электротоком и других потребителей, не только железную дорогу.

На тяговых подстанциях переменного тока РУ 6 (10) и 35 кВ используются только для питания нетяговых потребителей. Для питания тяговых потребителей, а также трансформаторов собственных нужд используется РУ 27,5 кВ.

Каждая тяговая подстанция должна снабжаться энергией от двух независимых источников, так как нуждается в обеспечении первой категории надежности электроснабжения.

#### **1.4 Анализ режима существующей сети**

Основной задачей эксплуатации электрических сетей является поддержание в них необходимой пропускной способности и достаточного напряжения. Выделяют несколько режимов электрических сетей. К параметрам режима относятся показатели частоты, напряжения и мощности электропередачи.

Нормальный режим характеризуется показателями, близкими к номинальным. В таком режиме обеспечивается плавное регулирование работы электростанций, минимизируются потери электрической энергии в сети, удобно осуществляются оперативные переключения. Нормальный режим электрической сети обеспечивает снабжение электроэнергией потребителей без перебоев и с достаточным уровнем напряжения.



Нормальным является также режим, когда происходит включение-отключение линии высокой мощности трансформатора и моменты высокоамплитудных перепадов напряжения, длящихся доли секунд.

Режим становится аварийным в том случае, если система, при переходе из одного состояния нормы в другое, отмечается резкое изменение параметров частоты тока и напряжения. К аварийным вариантам работы электрических сетей относятся такие отклонения в работе, как:

1. Короткое замыкание. Характеризуется превышением номинального напряжения в десятки раз. Проявляется яркой вспышкой света лампочки.

2. Перегрузка электросети. Даёт о себе знать нагреванием розетки, выключателя, вплоть до их возгорания.

3. Скачок тока. Следствие кратковременного превышения напряжения. При включении, лампа накаливания перегорает.

4. Слабый ток. Причиной может быть разрыв цепи. В таком случае тускло горит лампа накаливания.

5. Скачок напряжения. Чаще возникает из-за ударов молнии. В большинстве случаев это приводит к выходу из строя электроприборов.

6. Низкое напряжение. Бывает по причине частичного разрыва цепи. При длительном использовании низкого напряжения приборы выходят из строя.

Летний и зимний режимы электрических сетей относятся к нормальным, однако они характеризуются значительными нагрузками на систему в связи с высокими или низкими температурами и воздействием неблагоприятных погодных условий.

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПВК RastrWin3.

Расчет производится для части энергосистемы Амурской области.

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, генераторов.

Активное сопротивление линии:

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

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

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

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

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

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где  $g_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

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

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

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

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

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

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

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

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

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

Генераторными узлами называют узлы, в которых генерируется активная мощность. Генераторные узлы можно задать несколькими способами:

- так же, как и узел нагрузки, – постоянными значениями активной и реактивной мощности, но с противоположным знаком;
- постоянным значением активной мощности и фиксированным значением модуля напряжения в узле. Реактивная мощность не известна и подлежит расчету;
- генераторный узел – это базисный и балансирующий узел одновременно. Активная и реактивная мощности узла подлежат вычислению;

- генераторный узел – это базисный узел, но с известными значениями активной и реактивной мощности – заданы все четыре независимых параметра режима –  $P, Q, U, d$ ;

- генераторный узел – это балансирующий узел, но напряжение в нем не известно ни по модулю, ни по фазе. Подлежат определению все четыре независимых параметра режима –  $P, Q, U, d$ .

Расчет параметров ветвей производится по [8].

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 5,6.

Таблица 5 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 500 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г2	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г3	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г4	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - нейт	0,48	38,8	18,2	0,84	1
нейт - ЗГЭС 220	0,48				0,43
нейт - нн	2,4	296			0,04
ЗГЭС 220 - г5	0,6	25,7	19,21	4,1	0,06
ЗГЭС 220 - г6	0,6	25,7	19,21	4,1	0,06
ЗГЭС 220 - Призейская	17,9	78,8	-483	4	
Призейская - Эльгауголь	26,2	114,9	-707	5,9	
Призейская - Тутаул	9,48	41,5	-255	2,12	
Тутаул - Дипкун	5,32	23,2	-145,3	1,2	
Дипкун - Тында	14,4	63,3	-389	3,2	
Тында - НПС-20	2,35	8,4	-50	0,36	
Тында - НПС-20	2,35	8,4	-50	0,4	
Тында - Нагорный	10,47	45,8	-282	2,3	
Тында - отп1	17,64	77,2	-475,2	3,96	
Нагорный - отп2	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп1 - НПС-19	0,98	3,5	-21	0,2	
отп2 - НПС-19	0,98	3,5	-21	0,2	
отп1 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
отп2 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
НГРЭС 220 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,07
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1

1	2	3	4	5	6
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
НГРЭС 110 - г2	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
НГРЭС 110 - г3	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14

Таблица 6 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
ЗГЭС 500	500					
г1	16			23,0	-27,9	16
г2	16			10,0	-27,6	16
г3	16			10,0	-27,6	16
г4	16			5,0	-27,5	16
нейт	500					
ЗГЭС 220	220					
нн	10					
г5	16			5,0	481,8	16
г6	16			5,0	481,8	16
Призейская	220	4,2	0,4			
Эльгауголь	220	0,1	0,1			
Тутаул	220	2	0,6			
Дипкун	220	0,8	0,3			
Тында	220	37,5	11,6			
НПС-20	220	3,6	1,8			
Нагорный	220	0,2	0,2			
отп1	220					
отп2	220					
НПС-19	220	5,4	3			
НГРЭС 220	220					
г1	16			5	60,4	16
нейт	220					
нейт	220					
нн	10					
нн	10					
НГРЭС 110	110					
г2	16					
г3	16					

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Схема потокораспределения представлена на рисунке 4. Расчет режима сети в ПВК Rastr Win 3 приведен в Приложении А.

Таблица 7 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
ЗГЭС 220 - Призейская	144	81	680	21,2
Призейская - Эльгауголь	96	1	680	14,2
Призейская - Тутаул	4	38	680	5,7
Тутаул - Дипкун	25	44	680	6,5
Дипкун - Тында	38	90	680	13,2
Тында - НПС-20	6	5	590	1
Тында - НПС-20	6	5	590	1
Тында - Нагорный	29	45	680	6,7
Тында - отп1	31	71	680	10,5
Нагорный - отп2	41	67	680	9,9
отп1 - НПС-19	14	13	590	2,5
отп2 - НПС-19	10	12	590	2,5
отп1 - НГРЭС 220	17	16	680	2,6
отп2 - НГРЭС 220	25	26	680	4

Большая часть ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%). Самая нагруженная линия – ВЛ Зейская ГЭС - Призейская.

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы (таблица 8).

Таблица 8 – Потери активной мощности на участке

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	7,62	1,33	4,23	1,38	0,68

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 13,86 МВт, что составляет 17% от генерируемой в сети мощности (78 МВт на данном участке). Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые

складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

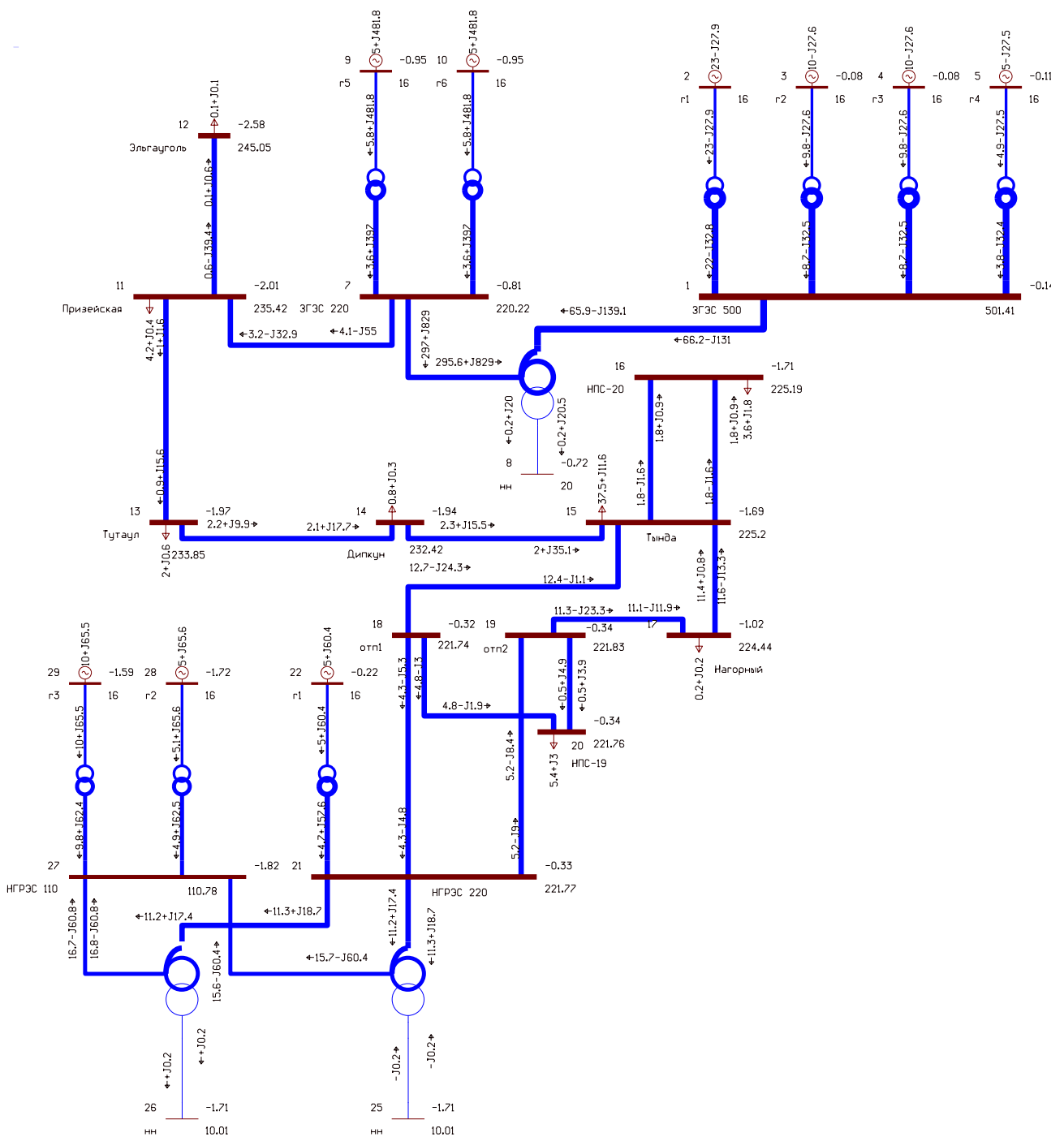


Рисунок 2 – Схема потокораспределения существующей сети

Рассмотрим послеаварийный режим. Для этого отключим один из двух автотрансформаторов на Нерюнгринской ГРЭС.

Таблица 9 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
ЗГЭС 500 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г2	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г3	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г4	0,6	25,7	19,21	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - нейт	0,48	38,8	18,2	0,84	1
нейт - ЗГЭС 220	0,48				0,43
нейт - нн	2,4	296			0,04
ЗГЭС 220 - г5	0,6	25,7	19,21	4,1	0,06
ЗГЭС 220 - г6	0,6	25,7	19,21	4,1	0,06
ЗГЭС 220 - Призейская	17,9	78,8	-483	4	
Призейская - Эльгауголь	26,2	114,9	-707	5,9	
Призейская - Тутаул	9,48	41,5	-255	2,12	
Тутаул - Дипкун	5,32	23,2	-145,3	1,2	
Дипкун - Тында	14,4	63,3	-389	3,2	
Тында - НПС-20	2,35	8,4	-50	0,36	
Тында - НПС-20	2,35	8,4	-50	0,4	
Тында - Нагорный	10,47	45,8	-282	2,3	
Тында - отп1	17,64	77,2	-475,2	3,96	
Нагорный - отп2	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп1 - НПС-19	0,98	3,5	-21	0,2	
отп2 - НПС-19	0,98	3,5	-21	0,2	
отп1 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
отп2 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
НГРЭС 220 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,07
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
НГРЭС 110 - г2	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
НГРЭС 110 - г3	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14



Таблица 10 – Параметры узлов в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
ЗГЭС 500	500					
г1	16			22,9	-27,9	16
г2	16			10	-27,6	16
г3	16			10	-27,6	16
г4	16			5	-27,5	16
нейт	500					
ЗГЭС 220	220					
нн	10					
г5	16			5	481,8	16
г6	16			5	481,8	16
Призейская	220	4,2	0,4			
Эльгауголь	220	0,1	0,1			
Тутаул	220	2	0,6			
Дипкун	220	0,8	0,3			
Тында	220	37,5	11,6			
НПС-20	220	3,6	1,8			
Нагорный	220	0,2	0,2			
отп1	220					
отп2	220					
НПС-19	220	5,4	3			
НГРЭС 220	220					
г1	16			5	55,9	16
нейт	220					
нейт	220					
нн	10					
нн	10					
НГРЭС 110	110					
г2	16			5	48,0	16
г3	16			10	47,9	16

Таблица 11 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
ЗГЭС 220 - Призейская	144	81,2	680	21,3
Призейская - Эльгауголь	96	1,4	680	14,2
Призейская - Тутаул	4	38,3	680	5,6
Тутаул - Дипкун	24	43,8	680	6,5

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
Дипкун – Тында	38	89,3	680	13,1
Тында - НПС-20	6	5	590	1
Тында - НПС-20	6	5	590	1
Тында - Нагорный	29	44	680	6,5
Тында - отп1	32	69,5	680	10,2
Нагорный - отп2	40	65,3	680	9,6
отп1 - НПС-19	15	13,9	590	2,6
отп2 - НПС-19	12	14,8	590	2,5
отп1 - НГРЭС 220	34	33,0	680	5,1
отп2 - НГРЭС 220	19	19,8	680	2,9

Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме показывает недогруженность линий, как и в нормальном режиме.

Таблица 12 – Потери активной мощности в послеаварийном режиме

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	7,54	1,31	4,2	0,64	1,38

Суммарные потери активной мощности на участке в послеаварийном режиме составляют 7,54 МВт (5,9 % от генерируемой мощности). Количество потерь активной мощности уменьшилось. Напряжения в узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013. Графическая часть расчета представлена на рисунке 5.

Недогруженность линий, небольшие потери активной мощности определяют возможность увеличения нагрузки в сети в связи с подключением новой подстанции.



## 2 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ В СВЯЗИ С ОСУЩЕСТВЛЕНИЕМ ПРОЕКТА БАМ-3

### 2.1 Разработка вариантов реконструкции сети

Проект БАМ-3 представляет собой подключение шести тяговых подстанций (БАМ-20, БАМ-21, БАМ-22, БАМ-23, БАМ-24, БАМ-25, БАМ-26) на транзите ПС Тында – ПС Дипкун – ПС Призейская и строительство второй цепи ВЛ Тында – Дипкун – Призейская для повышения пропускной способности. Варианты реконструкции сети представлены на рисунках 4 и 5 соответственно.

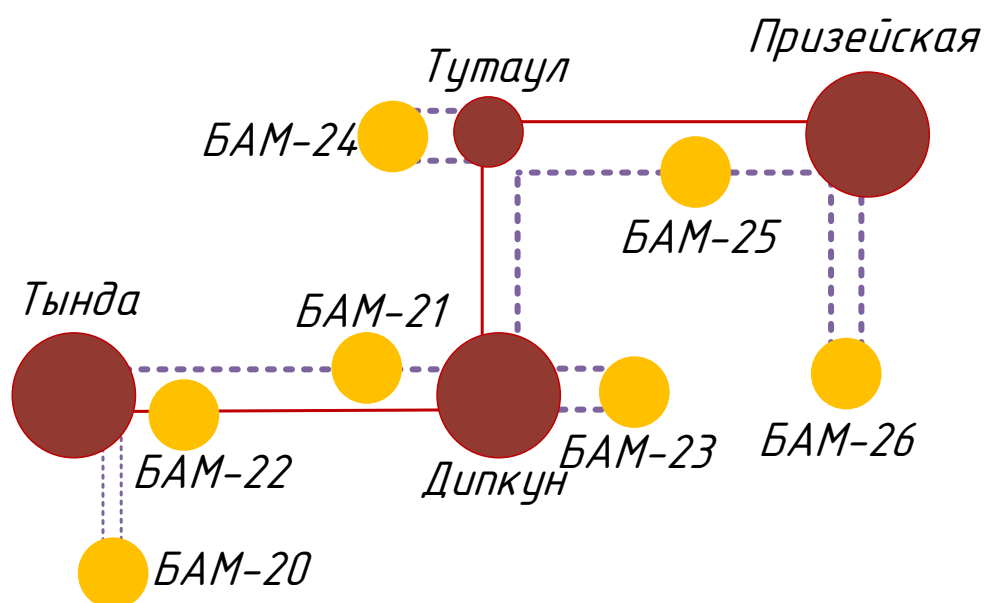


Рисунок 4 – Схема проекта БАМ-3 (вариант 1)

При первом варианте подключения подстанции БАМ-20, БАМ-23, БАМ-24 и БАМ-26 подключаются к шинам ближайших крупных подстанций. Подстанции БАМ-21, БАМ-22, БАМ-25 подключаются в расщелку линий электропередачи Тында-Дипкун и Дипкун-Призейская. В соответствии с данным решением требуется реконструкция существующих подстанций – расширение распределительных устройств с добавлением новых ячеек в связи со строительством второй цепи линии и подключением новых подстанций.

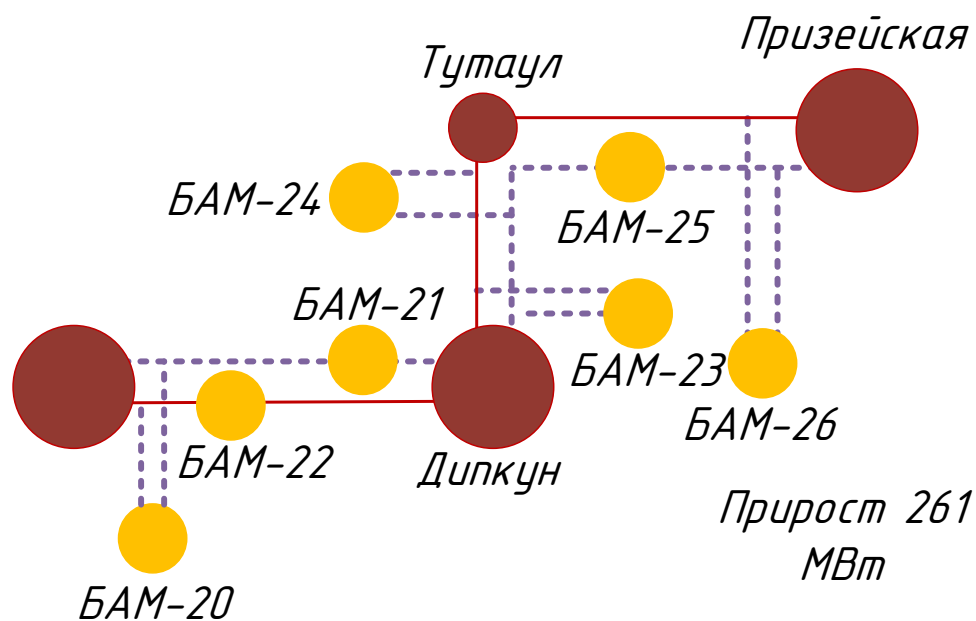


Рисунок 5 – Схема проекта БАМ-3 (вариант 2)

При втором варианте подключения подстанции БАМ-20, БАМ-23, БАМ-24 и БАМ-26 к отпайкам линий Тында-Дипкун, Дипкун-Тутаул, Тутаул-Призейская. Подстанции БАМ-21, БАМ-22, БАМ-25 подключаются в рассечку линий электропередачи Тында-Дипкун и Дипкун-Призейская. В соответствии с данным решением требуется реконструкция существующих подстанций – расширение распределительных устройств с добавлением новых ячеек в связи со строительством второй цепи линии электропередачи.

Схема электрических присоединений после осуществления проекта БАМ-3 представлена на листах 2 и 3 графической части выпускной квалификационной работы.

## 2.2 Разработка однолинейных схем подключаемых ПС

Примем, что подключаемые тяговые подстанции однотипные. Рассмотрим подключение тяговой подстанции на примере ПС БАМ-25 (подключение в рассечку линии Дипкун-Призейская).

Примем схему 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов в соответствии с [10]. Данная схема представлена на рисунке 6.

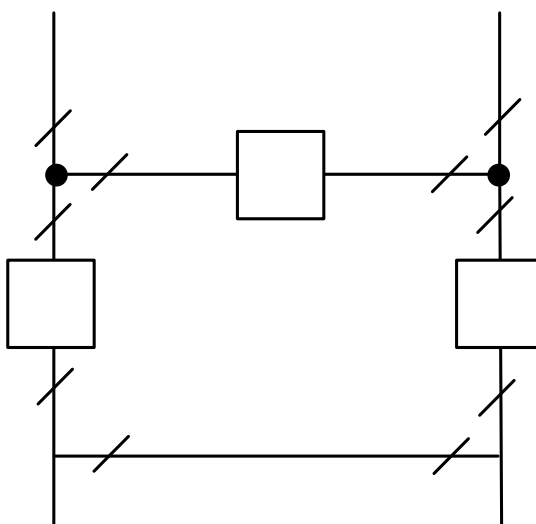


Рисунок 6 – 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов

Однолинейная схема проектируемой ПС 220 кВ БАМ-25 представлена на листе 6 графической части работы.

### 2.3 Выбор сечения линии электропередачи

Размер сечения проводника является одним из важных параметров линии. Чем больше принимаемое к эксплуатации сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится несколькими методами. В данной работе выбор сечения осуществляется методом экономических токовых интервалов. Пригодность выбранных сечений проводов проверяется расчетом послеаварийного режима.

Для подключения ПС БАМ-25 необходимо провести строительство двух линий электропередачи длиной 3 км. Принимаем двухцепные опоры.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{rij} = I_{\max ij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (26)$$

где  $I_{rij}$  – расчётный ток, А;

$I_{\max ij}$  – максимальный ток, А;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;  
 $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ( $T_M$ ).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ,  $\alpha_i$  принимается равным 1,05;  $\alpha_i$  равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\text{неск}ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (27)$$

где  $I_{\max ij}$  – максимальный ток, кА;

$P_{\max ij}$ ,  $Q_{\text{неск}ij}$  – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ.

Проект БАМ-3 требует увеличение мощности на 261 МВт. Одна из шести проектируемых на данном участке ПС должна выдавать мощность 43,5 МВт.

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{43,5^2 + 17,4^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} = 453 \text{ A.}$$

$$I_{\text{pij}} = 453 \cdot 1,05 \cdot 1 = 476 \text{ A.}$$

Исходя из полученных результатов, примем к использованию проводник АС-300/39 [3]. Длительно допустимый ток для данного провода 690 А.

Расшифровка марки провода:

А – алюминий;

С – сталь;

300 – площадь поперечного сечения алюминия, мм<sup>2</sup>;

39 – площадь поперечного сечения стали, мм<sup>2</sup>.

Провод АС состоит из стального сердечника и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны. Наружный повив имеет правое направление скрутки. Длительно допустимая температура эксплуатации провода АС не более 90 °С. Срок службы провода АС не менее 45 лет.

Неизолированный провод АС используется для передачи электроэнергии в электрических сетях воздушного типа.

Диапазон температур эксплуатации провода — от -60° до +40°С.

#### **2.4 Выбор трансформаторной мощности**

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности и вычисляется по формуле, приведенной ниже. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности электроснабжения. Для 1 и 2 категории на подстанции, питающей потребителя, должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью. На тяговой подстанции примем к установке 2 силовых трансформатора.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (28)$$

где  $n$  – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

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

$P_{cpi}$  – среднее значение активной мощности;



$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{43,5^2 + 17,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 33,5 \text{ MВт}.$$

Выбираем трансформатор ТДТНЖ-40000/220 [3]. Данный трансформатор предусмотрен для установки на тяговых подстанциях и имеет наименьшую мощность, приближенную к расчетной.

Номенклатура трансформатора:

Т – трехфазный;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Т – трехобмоточный;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой;

Ж – для установки на тяговых подстанциях;

40000 – номинальная мощность трансформатора;

220 – номинальное напряжение верхней обмотки.

Трансформаторы силовые трехфазные масляные типа ТДТН, ТДТНЖ, ТДЦТН предназначены для железных дорог, электрифицированных на переменном токе в наружных установках.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (29)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,8.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{43,5^2 + 17,4^2}}{2 \cdot 40} = 0,585.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (30)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{43,5^2 + 17,4^2}}{40} = 1,17.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,4.

## 2.5 Выбор компенсирующих устройств

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов (что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{КУi} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{зadи} - tg\varphi_p), \quad (31)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность, МВт;

$tg\varphi_{зadи}$  – фактический коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi_p$  – допустимый коэффициент реактивной мощности, установленный Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [11].

Принимаем  $tg\varphi_p = 1$ .

$$Q_{KV_i} = 43,5 \cdot (1 - 0,4) = 26,1 \text{ Мвар.}$$

Для компенсации реактивной мощности на ПС БАМ-25 выбираем устройство УКЛ56-10,5- 9450 У3 (3 штуки).

Конденсаторные установки высокого напряжения нерегулируемые предназначены для применения в сетях с постоянной или незначительно изменяющейся реактивной индуктивной нагрузкой. Расшифровка маркировки компенсирующего устройства:

У – установка;

К – конденсаторная;

Л – размещение ячейки ввода (левая);

56 – с разъединителем;

10,5 – напряжение, кВ;

9450 – номинальная мощность, квар;

У3 – климатическое исполнение и категория размещения.

Таким образом, в данном разделе были разработаны варианты реконструкции сети Амурской области и выбрано основное электрическое оборудование для проведения технико-экономического сравнения вариантов.

## 3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

### 3.1 Экономический расчет

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл}=5,52$ ) [5]. Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств.

$$K = K_{ПС} + K_{вл} \quad (14)$$

Капиталовложения на сооружения ПС и станций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (15)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, установленных на подстанциях, которая зависит этих мощностей;

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, которая зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования, которое необходимо установить, приводится к текущему году при помощи коэффициента инфляции.

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ВЛЭП.

Для дальнейшего расчета необходимо определить потери в линиях и трансформаторах. Расчет нагрузочных потерь производится по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Потери холостого хода являются условно-постоянными для трансформаторов в течение всего года. Потери на коронный разряд являются условно-постоянными для воздушных линий (учитываются для линий напряжением 220 кВ и выше).

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям, состоят из потерь в трансформаторах и в воздушных линиях:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР}, \quad (17)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (18)$$

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

$\Delta W_K$  – потери на корону, которые учитываются в ВЛ 220 кВ и выше.

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (19)$$

где  $\Delta P_K$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения (для ВЛ 220 кВ  $0,14 \times 10^{-3}$  МВт·ч/км).

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^L)^2 + (Q_{\text{эф}}^L)^2}{2 \times U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_L + 2 \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_G, \quad (20)$$

где  $P_{\text{эф}}$ ,  $Q_{\text{эф}}$  – реактивная и активная эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{TP}$  – активное сопротивление установленного трансформатора;

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

$T_G$  – годовое количество часов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{PEO}$ );
- 2) амортизационные издержки ( $I_{AM}$ );
- 3) стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (21)$$

где  $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{тэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,008$ ;  $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$ ).

Амортизационные издержки за рассматриваемый период службы ( $T_{\text{СЛ}} = 20$  лет) вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}}, \quad (22)$$

Издержки на потери электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

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

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент

$C_{\Delta W} = 2,45$  руб/кВт×ч [9].

По формуле (23) найдем издержки для двух вариантов развития сети, тыс.руб:

$$I = I_{\text{РЭО}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} \quad (24)$$

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Приведенные затраты определяются по формуле:

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

где  $E$  – норматив дисконтирования;

$K$  – капиталовложения, требуемы на сооружение или реконструкцию электрической сети;

$I$  – издержки.

Результаты расчета экономической оставляющей проекта внесем в таблицу 13.

Таблица 13 – Приведенные затраты

Варианты развития	Капиталовложения, К, млрд.руб	Приведенные затраты З, млрд.руб	Издержки на потери электроэнергии $I_{\Delta W}$ , млрд.руб
1	10,16	3,02	1,096
2	9,47	2,88	1,096

Для дальнейшего проектирования принимается вариант развития № 2. Расчеты капиталовложений приведены в приложении Г.

### 3.2 Прогнозирование электрических нагрузок

Прогнозирование электрических нагрузок является важной областью исследования в электроэнергетике. Оно необходимо для решения практически всего спектра задач текущего планирования и оперативного управления режимами функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС). На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии. Точность прогноза нагрузок влияет на экономичность загрузки генерирующего оборудования, и, следовательно, на стоимость электроэнергии.

Рассчитаем прогнозные нагрузки на рассматриваемом участке сети. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2022 г. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении Г.



Таблица 14 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
НПС-19	5,4	1,2	0,22
Тында	37,5	11,6	0,3
1	2	3	4
НПС-20	3,6	1,8	0,5
Дипкун	2	0,6	0,3
Тугаул	0,8	0,3	0,37
Призейская	4,2	0,4	0,09
Эльгауголь	0,1	0,1	1
Нагорный	0,2	0,2	1

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (10)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (11)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС за текущий год;

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{прогн}$  – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

$t_0$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (13)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 15 сведём рассчитанные прогнозируемые нагрузки.

Таблица 15 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2032 г

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{CP}, \text{МВт}$	$P_{ЭФ}, \text{МВт}$	$P_{ПРОГ}, \text{МВт}$
НПС-19	6,3	6,9	7,6
Тында	44	48,4	52,8
НПС-20	4,2	4,6	5
Дипкун	2,3	2,5	2,8
Тутаул	0,94	1	1,1
Призейская	4,9	5,4	5,9
Эльгауголь	0,23	0,25	0,28
Нагорный	0,47	0,51	0,56

Расчет спрогнозированных нагрузок приведен в Приложении Б.

### 3.31 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. В данном режиме проведены изменения: подключены шесть тяговых подстанций в соответствии с вариантом реконструкции 2. Параметры ветвей и узлов приведены в нижеуказанных таблицах. Графическая часть расчета представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 500 - г1	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г2	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г3	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г4	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032

1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 500 - нейт	0,5	38,8	18,2	0,8	1
нейт - ЗГЭС 220	0,5				0,44
нейт - нн	2,4	296			0,02
ЗГЭС 220 - г5	0,6	25,7	19,2	4,1	0,072
ЗГЭС 220 - г6	0,6	25,7	19,2	4,1	0,072
ЗГЭС 220 - Призейская	17,9	78,8	-483,0	4,0	
Призейская - Эльгауголь	26,2	114,9	-707,0	5,9	
Призейская - Тутаул	9,5	41,5	-255,0	2,1	
Тутаул - Дипкун	5,3	23,2	-145,3	1,2	
Дипкун - Тында	14,4	63,3	-389,0	3,2	
Тында - НПС-20	2,4	8,4	-50,0	0,4	
Тында - НПС-20	2,4	8,4	-50,0	0,4	
Тында - Нагорный	10,5	45,8	-282,0	2,3	
Тында - отп1	17,6	77,2	-475,2	4,0	
Нагорный - отп2	8,8	38,6	-237,6	2,0	
отп1 - НПС-19	1,0	3,5	-21,0	0,2	
отп2 - НПС-19	1,0	3,5	-21,0	0,2	
отп1 - НГРЭС 220	0,4	1,7	-10,5	0,1	
отп2 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
НГРЭС 220 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,07
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
НГРЭС 110 - г2	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
НГРЭС 110 - г3	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
отп 2 - Тутаул	14,4	63,3	-389	3,2	
отп 1 - БАМ-25	2,35	8,4	-50	0,36	
БАМ-25 - отп 3	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 5 - Дипкун	17,64	77,2	-475,2	3,96	
Дипкун - отп 6	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп 4 - отп 6	17,9	78,8	-483	4	
отп 5 - отп 3	26,2	114,9	-707	5,9	
отп 5 - БАМ-23	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 6 - БАМ-23	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 3 - БАМ-24	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 4 - БАМ-24	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 1 - БАМ-26	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 2 - БАМ-26	2,35	8,4	-50	0,4	
Дипкун - БАМ-21	17,64	77,2	-475,2	3,96	

1	2	3	4	5	6
БАМ-21 - отп 7	8,82	38,6	-237,6	1,98	
Тында - отп 8	10,47	45,8	-282	2,3	
отп 8 - БАМ-22	17,64	77,2	-475,2	3,96	
БАМ-22 - Дипкун	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп 7 - БАМ-20	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 8 - БАМ-20	2,35	8,4	-50	0,4	
БАМ-25 - нейт	3,9	165	8,32	1,25	1
БАМ-25 - нейт	3,9	165	8,3	1,3	1
нейт - сн	3,9				0,127
нейт - сн	3,9				0,127
нейт - нн	3,9	125			0,05
нейт - нн	3,9	125			0,05
сн - сн					
нн - нн					

Таблица 17 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
ЗГЭС 500	500					500
г1	16			22,0	-5,7	16
г2	16			30,0	-5,8	16
г3	16			10,0	-5,4	16
г4	16			20,0	-5,6	16
нейт	500					
ЗГЭС 220	220					
нн	10					
г5	16			50	2,2	16
г6	16			50	2,2	16
Призейская	220	4,2	0,4			
Эльгауголь	220	0,1	0,1			
Тутаул	220	2	0,6			
Дипкун	220	0,8	0,3			
Тында	220	37,5	11,6			
НПС-20	220	3,6	1,8			
Нагорный	220	0,2	0,2			
отп1	220					
отп2	220					
НПС-19	220	5,4	3			
НГРЭС 220	220					

1	2	3	4	5	6	7
г1	16			80	-14,4	16
нейт	220					
нейт	220					
нн	11					
нн	11					
НГРЭС 110	110					
г2	16			70	-12,7	16
г3	16			70	-12,7	16
БАМ-20	220	43,5	17,4			
БАМ-21	220	43,5	17,4			
БАМ-22	220	43,5	17,4			
БАМ-23	220	43,5	17,4			
БАМ-24	220	43,5	17,4			
БАМ-25	220					
БАМ-26	220	43,5	17,4			
отп 1	220					
отп 2	220					
отп 3	220					
отп 4	220					
отп 5	220					
отп 6	220					
отп 7	220					
отп 8	220					
нейт	220					
нейт	220					
нн	11					
нн	11					
сн	28	22	8,8			
сн	28	22	8,8			

Таблица 18 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно- допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
ЗГЭС 220 - Призейская	482	458	680	70,9
Призейская - Эльгауголь	97	0	680	14,2
Призейская - Тутаул	411	401	680	60,5
Тутаул - Дипкун	196	187	680	28,8
Дипкун - Тында	183	203	680	29,8
Тында - НПС-20	6	5	590	1,1
Тында - НПС-20	6	5	590	1,1
Тында - Нагорный	251	262	680	38,5

1	2	3	4	5
Тында - отп1	274	294	680	43,2
Нагорный - отп2	262	272	680	40
отп1 - НПС-19	4	5	590	0,9
отп2 - НПС-19	10	11	590	1,8
отп1 - НГРЭС 220	296	297	680	43,6
отп2 - НГРЭС 220	282	282	680	41,5
отп 2 - Тутаул	202	207	680	30,4
отп 1 - БАМ-25	99	97	680	14,5
БАМ-25 - отп 3	84	77	680	12,3
отп 5 - Дипкун	81	100	590	17
Дипкун - отп 6	164	155	590	27,8
отп 4 - отп 6	87	79	680	12,8
отп 5 - отп 3	61	81	680	11,8
отп 5 - БАМ-23	48	53	680	7,8
отп 6 - БАМ-23	76	75	680	11,2
отп 3 - БАМ-24	33	31	680	4,8
отп 4 - БАМ-24	87	91	590	15,4
отп 1 - БАМ-26	100	103	590	17,4
отп 2 - БАМ-26	201	201	680	29,6
Дипкун - БАМ-21	47	62	680	9,1
БАМ-21 - отп 7	63	71	680	10,5
Тында - отп 8	233	223	590	39,5
отп 8 - БАМ-22	67	47	590	11,3
БАМ-22 - Дипкун	67	61	680	9,8
отп 7 - БАМ-20	72	76	680	11,1
отп 8 - БАМ-20	171	171	680	25,1

Большая часть ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%).

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Таблица 19 – Потери активной мощности

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	39,09	33,88	0,9	0,85	3,46

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 33,09 МВт, что составляет 9,9% от генерируемой мощности (403 МВт). При подключении нового потребителя произошло увеличение количества потерь.

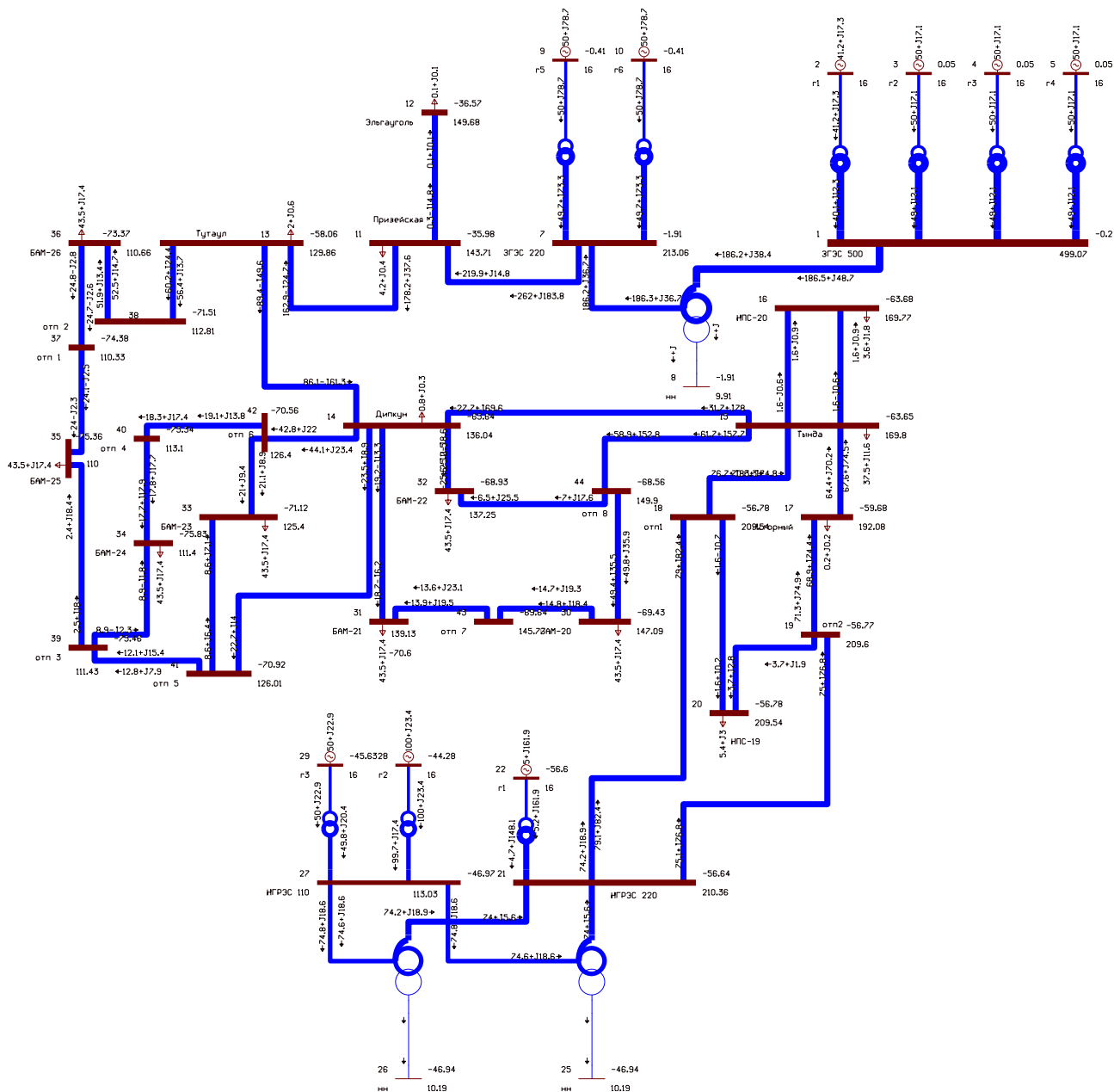


Рисунок 7 – Графика режима после реконструкции сети

Проведем расчет послеаварийного режима: отключение трансформатора НГРЭС, а также анализ токовой загрузки и потерь в аварийном режиме.

Таблица 20 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 500 - г1	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г2	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г3	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032

1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 500 - г4	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - нейт	0,5	38,8	18,2	0,8	1
нейт - ЗГЭС 220	0,5				0,44
нейт - нн	2,4	296			0,02
ЗГЭС 220 - г5	0,6	25,7	19,2	4,1	0,072
ЗГЭС 220 - г6	0,6	25,7	19,2	4,1	0,072
ЗГЭС 220 - Призейская	17,9	78,8	-483,0	4,0	
Призейская - Эльгауголь	26,2	114,9	-707,0	5,9	
Призейская - Тутаул	9,5	41,5	-255,0	2,1	
Тутаул - Дипкун	5,3	23,2	-145,3	1,2	
Дипкун - Тында	14,4	63,3	-389,0	3,2	
Тында - НПС-20	2,4	8,4	-50,0	0,4	
Тында - НПС-20	2,4	8,4	-50,0	0,4	
Тында - Нагорный	10,5	45,8	-282,0	2,3	
Тында - отп1	17,6	77,2	-475,2	4,0	
Нагорный - отп2	8,8	38,6	-237,6	2,0	
отп1 - НПС-19	1,0	3,5	-21,0	0,2	
отп2 - НПС-19	1,0	3,5	-21,0	0,2	
отп1 - НГРЭС 220	0,4	1,7	-10,5	0,1	
отп2 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
НГРЭС 220 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,07
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
НГРЭС 110 - г2	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
НГРЭС 110 - г3	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
отп 2 - Тутаул	14,4	63,3	-389	3,2	
отп 1 - БАМ-25	2,35	8,4	-50	0,36	
БАМ-25 - отп 3	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 5 - Дипкун	17,64	77,2	-475,2	3,96	
Дипкун - отп 6	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп 4 - отп 6	17,9	78,8	-483	4	
отп 5 - отп 3	26,2	114,9	-707	5,9	
отп 5 - БАМ-23	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 6 - БАМ-23	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 3 - БАМ-24	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 4 - БАМ-24	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 1 - БАМ-26	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 2 - БАМ-26	2,35	8,4	-50	0,4	



1	2	3	4	5	6
Дипкун - БАМ-21	17,64	77,2	-475,2	3,96	
БАМ-21 - отп 7	8,82	38,6	-237,6	1,98	
Тында - отп 8	10,47	45,8	-282	2,3	
отп 8 - БАМ-22	17,64	77,2	-475,2	3,96	
БАМ-22 - Дипкун	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп 7 - БАМ-20	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 8 - БАМ-20	2,35	8,4	-50	0,4	
БАМ-25 - нейт	3,9	165	8,32	1,25	1
БАМ-25 - нейт	3,9	165	8,3	1,3	1
нейт - сн	3,9				0,127
нейт - сн	3,9				0,127
нейт - нн	3,9	125			0,05
нейт - нн	3,9	125			0,05
сн - сн					
нн - нн					

Таблица 21 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
ЗГЭС 500	500					500
г1	16			22,0	-5,7	16
г2	16			30,0	-5,8	16
г3	16			10,0	-5,4	16
г4	16			20,0	-5,6	16
нейт	500					
ЗГЭС 220	220					
нн	10					
г5	16			50	2,2	16
г6	16			50	2,2	16
Призейская	220	4,2	0,4			
Эльгауголь	220	0,1	0,1			
Тутаул	220	2	0,6			
Дипкун	220	0,8	0,3			
Тында	220	37,5	11,6			
НПС-20	220	3,6	1,8			
Нагорный	220	0,2	0,2			
отп1	220					
отп2	220					
НПС-19	220	5,4	3			

1	2	3	4	5	6	7
НГРЭС 220	220					
г1	16			80	-14,4	16
нейт	220					
нейт	220					
нн	11					
нн	11					
НГРЭС 110	110					
г2	16			70	-12,7	16
г3	16			70	-12,7	16
БАМ-20	220	43,5	17,4			
БАМ-21	220	43,5	17,4			
БАМ-22	220	43,5	17,4			
БАМ-23	220	43,5	17,4			
БАМ-24	220	43,5	17,4			
БАМ-25	220					
БАМ-26	220	43,5	17,4			
отп 1	220					
отп 2	220					
отп 3	220					
отп 4	220					
отп 5	220					
отп 6	220					
отп 7	220					
отп 8	220					
нейт	220					
нейт	220					
нн	11					
нн	11					
сн	28	22	8,8			
сн	28	22	8,8			

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно- допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
ЗГЭС 220 - Призейская	485	461	680	71,3
Призейская - Эльгауголь	96	0	680	14,2
Призейская - Тутаул	416	406	680	61,1
Тутаул - Дипкун	201	192	680	29,5
Дипкун - Тында	180	199	680	29,3
Тында - НПС-20	6	5	590	1,1
Тында - НПС-20	6	5	590	1,1

1	2	3	4	5
Тында - Нагорный	249	259	680	38,1
Тында - отп1	272	291	680	42,8
Нагорный - отп2	260	270	680	39,7
отп1 - НПС-19	4	5	590	0,8
отп2 - НПС-19	10	11	590	1,8
отп1 - НГРЭС 220	294	294	680	43,2
отп2 - НГРЭС 220	279	280	680	41,1
отп 2 - Тутаул	202	207	680	30,4
отп 1 - БАМ-25	98	96	680	14,5
БАМ-25 - отп 3	84	78	680	12,4
отп 5 - Дипкун	82	99	590	16,8
Дипкун - отп 6	163	155	590	27,6
отп 4 - отп 6	88	78	680	12,9
отп 5 - отп 3	60	81	680	11,9
отп 5 - БАМ-23	48	53	680	7,8
отп 6 - БАМ-23	77	77	680	11,3
отп 3 - БАМ-24	35	33	680	5,2
отп 4 - БАМ-24	88	91	590	15,4
отп 1 - БАМ-26	98	101	590	17,1
отп 2 - БАМ-26	202	202	680	29,8
Дипкун - БАМ-21	49	62	680	9,1
БАМ-21 - отп 7	63	71	680	10,4
Тында - отп 8	232	222	590	39,3
отп 8 - БАМ-22	65	47	590	11,1
БАМ-22 - Дипкун	68	63	680	10
отп 7 - БАМ-20	71	74	680	10,9
отп 8 - БАМ-20	172	172	680	25,3

Большая часть ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%).

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Таблица 23 – Потери активной мощности

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	39,98	33,98	1,45	0,8	3,44

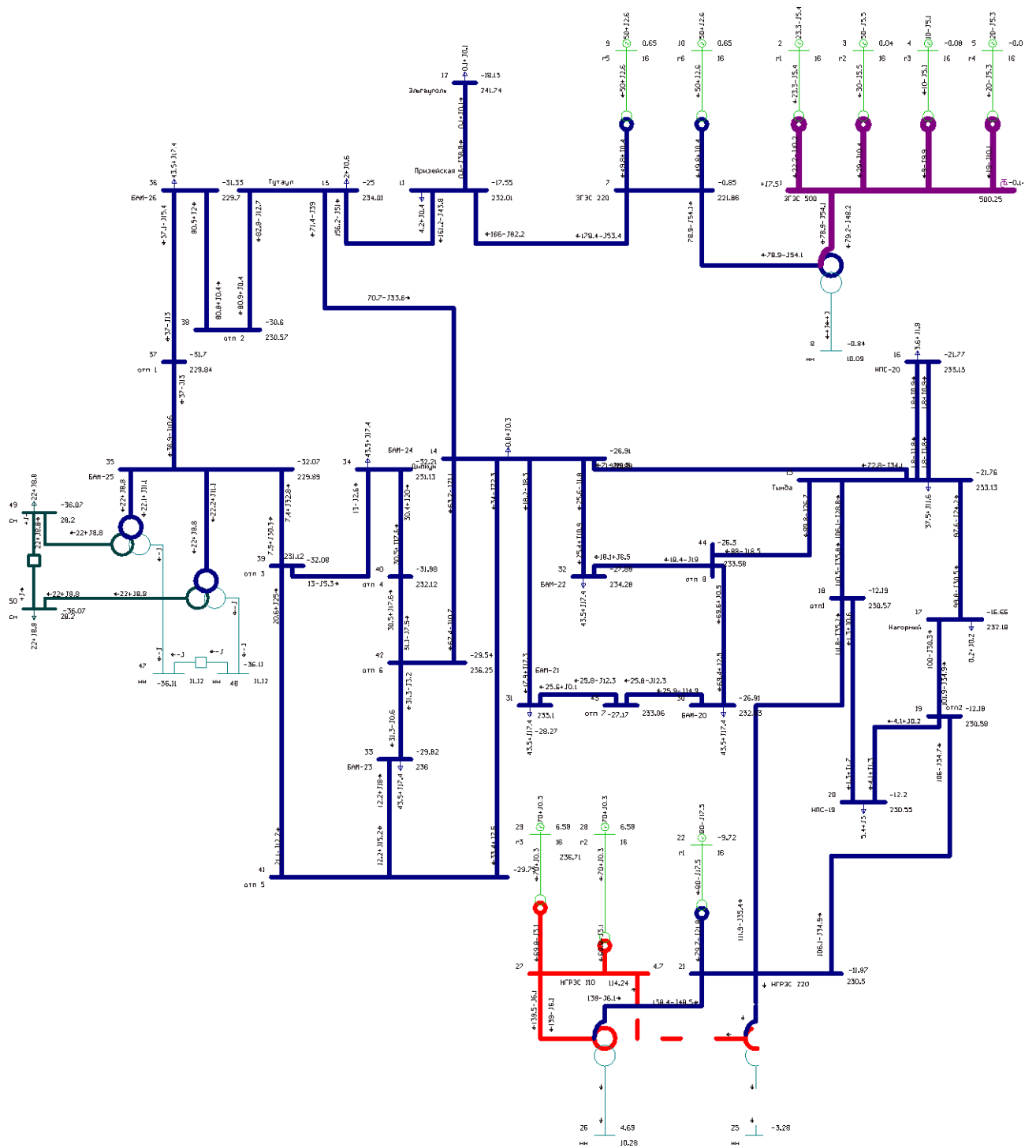


Рисунок 8 – Послеаварийный режим

В послеаварийном режиме критических изменений параметров и перегрузки ВЛ не произошло.

В данном разделе была проведена разработка вариантов развития электрической сети и выбор варианта подключения шести тяговых подстанции по проекту БАМ-3 на основе технико-экономического расчета.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на проектируемой ПС 220 кВ БАМ-25, по условиям КЗ 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.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные сохраняются в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [12].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности.

Схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рисунке 9.

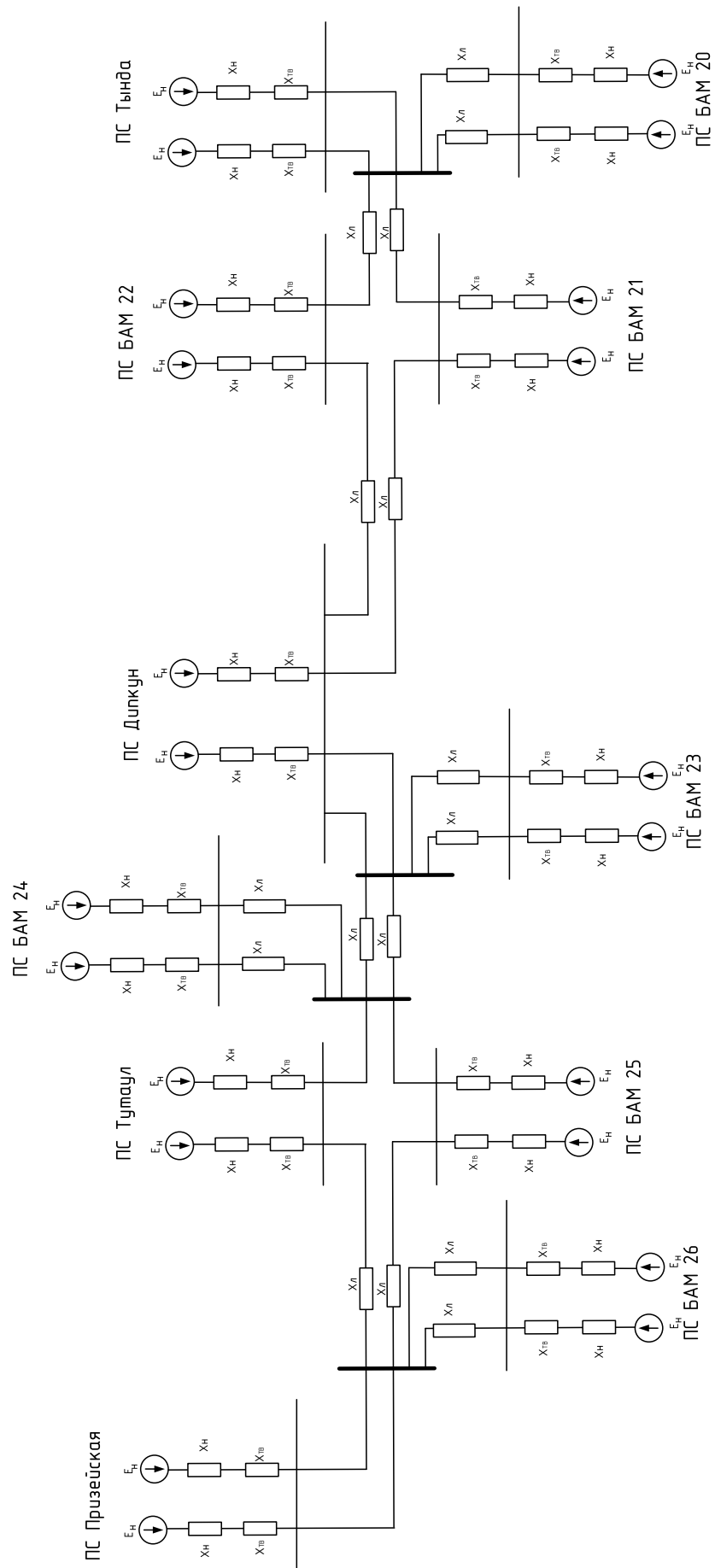


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета ТКЗ

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (32)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (33)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТГВ-200-2МУЗ по формуле 24:

$$x_{n.n.} = \frac{0,53 \cdot 10,5^2}{32} = 1,82$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (34)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 1,82 = 2,22.$$

Аналогично проводятся расчеты для оставшихся генераторов.

Расчеты представлены в таблицах 24, 25.

Таблица 24 – Узлы/Несим/ИД

Номер	Название	Номинальное напряжение
1	2	3
1	ЗГЭС 500	500
2	г1	16
3	г2	16
4	г3	16

1	2	3
5	г4	16
6	нейт	500
7	ЗГЭС 220	220
8	нн	10
9	г5	16
10	г6	16
11	Призейская	220
12	Эльгауголь	220
13	Тутаул	220
14	Дипкун	220
15	Тында	220
16	НПС-20	220
17	Нагорный	220
18	отп1	220
19	отп2	220
20	НПС-19	220
21	НГРЭС 220	220
22	г1	16
23	нейт	220
24	нейт	220
25	нн	11
26	нн	11
27	НГРЭС 110	110
28	г2	16
29	г3	16
30	БАМ-20	220
31	БАМ-21	220
32	БАМ-22	220
33	БАМ-23	220
34	БАМ-24	220
35	БАМ-25	220
36	БАМ-26	220
37	отп 1	220
38	отп 2	220
39	отп 3	220
40	отп 4	220
41	отп 5	220
42	отп 6	220
43	отп 7	220
44	отп 8	220
45	нейт	220
46	нейт	220
47	нн	11
48	нн	11
49	сн	28
50	сн	28



Таблица 25 – Ветви/Несим/ИД

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 500 - г1	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г2	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г3	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - г4	0,6	25,7	19,2	4,1	0,032
ЗГЭС 500 - нейт	0,5	38,8	18,2	0,8	1
нейт - ЗГЭС 220	0,5				0,44
нейт - нн	2,4	296			0,02
ЗГЭС 220 - г5	0,6	25,7	19,2	4,1	0,072
ЗГЭС 220 - г6	0,6	25,7	19,2	4,1	0,072
ЗГЭС 220 - Призейская	17,9	78,8	-483,0	4,0	
Призейская - Эльгауголь	26,2	114,9	-707,0	5,9	
Призейская - Тутаул	9,5	41,5	-255,0	2,1	
Тутаул - Дипкун	5,3	23,2	-145,3	1,2	
Дипкун - Тында	14,4	63,3	-389,0	3,2	
Тында - НПС-20	2,4	8,4	-50,0	0,4	
Тында - НПС-20	2,4	8,4	-50,0	0,4	
Тында - Нагорный	10,5	45,8	-282,0	2,3	
Тында - отп1	17,6	77,2	-475,2	4,0	
Нагорный - отп2	8,8	38,6	-237,6	2,0	
отп1 - НПС-19	1,0	3,5	-21,0	0,2	
отп2 - НПС-19	1,0	3,5	-21,0	0,2	
отп1 - НГРЭС 220	0,4	1,7	-10,5	0,1	
отп2 - НГРЭС 220	0,392	1,7	-10,5	0,1	
НГРЭС 220 - г1	0,6	25,7	19,21	4,1	0,07
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
НГРЭС 220 - нейт	1,4	104	5,95	0,85	1
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - нн	2,8	195			0,047
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
нейт - НГРЭС 110	1,4				0,52
НГРЭС 110 - г2	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
НГРЭС 110 - г3	0,15	6,1	85,3	13,6	0,14
отп 2 - Тутаул	14,4	63,3	-389	3,2	
отп 1 - БАМ-25	2,35	8,4	-50	0,36	
БАМ-25 - отп 3	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 5 - Дипкун	17,64	77,2	-475,2	3,96	
Дипкун - отп 6	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп 4 - отп 6	17,9	78,8	-483	4	

1	2	3	4	5	6
отп 5 - отп 3	26,2	114,9	-707	5,9	
отп 5 - БАМ-23	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 6 - БАМ-23	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 3 - БАМ-24	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 4 - БАМ-24	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 1 - БАМ-26	2,35	8,4	-50	0,36	
отп 2 - БАМ-26	2,35	8,4	-50	0,4	
Дипкун - БАМ-21	17,64	77,2	-475,2	3,96	
БАМ-21 - отп 7	8,82	38,6	-237,6	1,98	
Тында - отп 8	10,47	45,8	-282	2,3	
отп 8 - БАМ-22	17,64	77,2	-475,2	3,96	
БАМ-22 - Дипкун	8,82	38,6	-237,6	1,98	
отп 7 - БАМ-20	2,35	8,4	-50	0,4	
отп 8 - БАМ-20	2,35	8,4	-50	0,4	
БАМ-25 - нейт	3,9	165	8,32	1,25	1
БАМ-25 - нейт	3,9	165	8,3	1,3	1
нейт - сн	3,9				0,127
нейт - сн	3,9				0,127
нейт - нн	3,9	125			0,05
нейт - нн	3,9	125			0,05
сн - сн					
нн - нн					

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Токи трехфазного КЗ на шинах ПС БАМ-24

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
10	15,6
27,5	7
220	1,08

Расчет в ПВК RastrWin3 приведен в Приложении Д.

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей);
- измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами.

Выбранные для установки токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, находящихся под напряжением, не только в нормальном режиме, но так же и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, такие как географическое расположение электростанции или подстанции, т.е. климатические условия, в которых будет находиться оборудование, род установки (наружный или внутренний).

### 5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип распределительного устройства ВН и СН ПС БАМ-25 – открытое распределительное устройство. На РУ НН принимаем к установке комплектное распределительное устройство.

### 5.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Высоковольтный выключатель состоит из: контактной системы с дугогасительным устройством, токоведущих частей, корпуса, изоляционной конструкции и приводного механизма (например, электромагнитный привод, ручной привод).

- 1) надежность в работе и безопасность для окружающих;
- 2) быстрдействие – возможно малое время отключения;
- 3) удобство в обслуживании;
- 4) простота монтажа;
- 5) сравнительно невысокая стоимость.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи для обоих классов напряжения рассчитываются по формуле 26, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (35)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{43,5}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,04 \text{ кА.}$$

Аналогично считается ток для средней и низкой сторон.

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{43,5}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,32 \text{ кА.}$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{43,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,88 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости,  $\text{kA}^2\text{c}$ :

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (36)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (37)$$

где  $t_{\text{рз}}$  - время релейной защиты, равное 0,3 с;

$t_{\text{ос}}$  - 0,055 с.

Используя формулу 27, получим требуемую величину:

$$B_K = 1,08^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 1,06 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 220 кВ и РУ 27,5 кВ. Данные расчетов сведены в таблицы 27 и 28.

Таблица 27 – Выключатель ВГТ-220-II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 40 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}} = 1,08 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{по}} = 1,08 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 79,196 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} < I_{\text{откл.н}}$
$B_K = 1,06 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{\text{ми}}^2 \cdot t_{\text{ми}} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K < I_{\text{ми}}^2 \cdot t_{\text{ми}}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

ВГ – выключатель элегазовый;

Т – условное обозначение конструктивного исполнения;

220 – номинальное напряжение, кВ;

II – категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 – номинальный ток отключения, кА;

2500 – номинальный ток, А;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Привод ППрК-1800С:

П – привод;

Пр – пружинный;

К – кулачковый;

1800 – работа статического включения, Дж;

С – специальный.

Выбираем выключатель на сторону среднего напряжения.

Таблица 28 – Выключатель ВБС-27,5 IV-25/1600 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 320 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 7 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по} = 7 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_k = 24,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

ВБ – выключатель вакуумный;

С – условное обозначение конструктивного исполнения (стационарный);

27,5 – номинальное напряжение, кВ;

25 – номинальный ток отключения, кА;

2500 – номинальный ток, А;

IV – степень загрязнения внешней изоляции;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

### 5.3 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 [13].

Разъединители выбираются по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Разъединитель РДЗ-220/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$B_k = 1,08 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р – разъединитель;

Д – двухколонковый;

З – наличие заземлителей;

220 – номинальное напряжение;

1000 – номинальный ток;

НУХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

Выбираем разъединитель на сторону среднего напряжения.

Таблица 30 – Разъединитель РДЗ-27,5/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 7 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 10,376 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 24,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 25 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

#### 5.4 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, которое представляет собой закрытые шкафы с наличием встроенных в них электрических аппаратов, измерительных и защитных приборов и вспомогательных устройств.

Шкафы с оборудованием, полностью собранным и готовым к работе, поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины, имеющиеся на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ увеличивает скорость монтажа распределительного устройства, позволяет уменьшить размер территории, отводимой под КРУ. КРУ безопасно в обслуживании, потому как все части, находящиеся в нормальном режиме под напряжением, закрыты от проникновения металлическим кожухом.

В данной выпускной квалификационной работе целесообразно принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера



выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка в процессе эксплуатации может занимать три положения: рабочее, испытательное, и ремонтное. На выкатной тележке монтируется оборудование такое как трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры	Значения
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина / высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{МАХ}} = 15,9 \text{ кА}$	$I_{p \text{МАХ}} = 692 \text{ кА}$	$I_{p \text{МАХ}} \leq I_{H \text{МАХ}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 69 \text{ кА}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$

### 5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при  $U_H \geq 110 \text{ кВ}$ , а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при  $U_H \leq 35 \text{ кВ}$  – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Для ОРУ 220 кВ выбираем ТОГФ-220-УХЛ1 Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 25 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2p} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2p} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 1,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки ТТ:

Т – трансформатор тока;

О – однофазный;

Г – элегазовый;

Ф – с фарфоровой изоляцией;

220 – номинальное напряжение;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать  $Z_2 = r_2$ . Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (38)$$

где  $r_{приб}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_k$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (39)$$

Для определения  $S_{\text{приб}}$  составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом}$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>. Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (40)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 150}{4} = 1,06 \text{ Ом}$$

где  $l_{\text{расч}} = 100$  м – расчётная длина провода для РУ 220 кВ;

$\rho = 0,0283$  Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$S_{\text{пр}}$  – сечение проводов, принимаем  $S_{\text{пр}} = 4$  мм<sup>2</sup>.

$$Z_{2p} = 0,3 + 1,06 + 0,1 = 1,46 \text{ Ом}$$

В качестве основных приборов измерения и учета принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики подобного типа обеспечивают:

- Учет активной и реактивной электроэнергии в одном или двух направлениях в одно- или многотарифном режимах;

## 5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 27,5 кВ

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

Для ОРУ 27,5 кВ выберем трансформатор напряжения ЗНГМ-27,5 УХЛ1. Данные расчета приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Трансформатор напряжения ЗНГМ-27,5 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 7 \text{ кА}$	$I_{1ном} = 300 \text{ кА}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 24,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ТН} = 16 \text{ кА}, \quad t_{ТН} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$

Расшифровка маркировки ТН:

З – заземляемый;

Н – трансформатор напряжения;

Г – герметичный;

М – масляный;

27,5 – номинальное напряжение;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

### **5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН**

В ОРУ 27,5 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с соблюдением достаточно большого расстояния между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

27,5 кВ – АС-95, так как  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 266 \text{ А}$ , то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (41)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (42)$$

Выбор опорных изоляторов 220 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-220-А-2 УХЛ1с  $F_{разр}=10000$  Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н}. \quad (43)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (39):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6872^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов 220 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p=220$ кВ	$U_H=220$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч}=7$ Н	$F_{доп}=6000$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

В данном разделе было выбрано оборудование ПС БАМ-25: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, КРУ, ошиновка и высокочастотные заградители.

## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

В процессе эксплуатации электрооборудования, установленного на станциях и подстанциях возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего. Это внутренние и грозовые перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку, находящуюся под напряжением, или вблизи нее в землю являются причиной грозовых перенапряжений (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении – источник тока. Грозовые перенапряжения представляют собой статистическую величину, поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются чаще всего несколькими (более двух) стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы применяются для защиты шинных мостов и гибких связей, имеющих большую протяженность.

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 [18].

При установке на открытых распределительных устройствах отдельно стоящих молниеотводов требуется соблюдение безопасных расстояний по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).



В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

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 стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

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 [10].

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

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.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами [10]. Расчет приведен в приложении В.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [10].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода,

обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

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

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

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

В данном дипломном проекте проведен расчет зоны защиты типа – А - с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ, ОРУ-110 кВ. Расчет приведен в приложении В.

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределении электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее [10].

## **6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления**

Различают следующие виды заземлений по назначению: защитное, молниезащиты, рабочее.

Для защиты персонала от напряжения прикосновения применяется защитное заземление. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены.

Рабочее заземление требуется для обеспечения нормальной работы электроустановок. К рабочему заземлению относятся такие как заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты требуется для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции представляет собой сетку, состоящую из горизонтальных заземлителей, которая имеет сторону квадрата кратную 6 м. В узлах данной сетки располагаются длинные вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители должны иметь диаметр не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции подразумевает собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, а та определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов и на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ ПС БАМ-24.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (44)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 12520 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d=12$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (45)$$

где  $R$  – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (46)$$

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

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

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{1008^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 42,94 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (47)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (48)$$

Где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784.$$

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (49)$$

$$F_{м.н} = 113,097^3 \cdot F_{\min} = 48,21 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{п-п} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}; \quad (50)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 12520}{6} = 4173 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (51)$$

$$m = \frac{4173}{2 \cdot \sqrt{12520}} - 1 = 17,7.$$

Принимаем:  $m = 18$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,216 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (52)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12520} \cdot (18 + 1) = 4252 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (53)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15} = 29,837.$$

Принимаем  $n_g = 30$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (54)$$

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

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_g / \sqrt{S_1}$ .

$$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{12520};$$

$$l_g / \sqrt{S_1} = 0,045.$$

Принимаем  $A = 0,5$ .

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{12520}} + \frac{l}{4252 + 30 \cdot 5} \right) = 0,118 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (55)$$



где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12520}}{(50+320) \cdot (40+45)}} = 2,392.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (56)$$

$$R_u = 0,118 \cdot 2,392;$$

$$R_u = 0,281 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

## **6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты**

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от свойства молнии, поражать предметы, находящиеся на возвышенности относительно других предметов. Благодаря этому защищаемый объект, имеющий меньшую высоту по сравнению с молниеотводом, практически не будет поражаться молнией, если будет соблюдаться условие, что его габариты полностью входят в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, считается часть пространства, находящаяся вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Такая зона имеет конусообразный вид.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах подстанций,

прожекторных мачтах, на крышах зданий в селитебных зонах, а также на отдельно стоящих конструкциях, защиту которых нужно обеспечить.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений представляет собой определение границ зоны защиты молниеотводов, которая в геометрическом смысле является основанием конуса.

Защита ОРУ от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Высота молниеотвода  $h=30,5$  м. Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (57)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 30,5 = 28,06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \quad (58)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,5 = 45,75 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (59)$$

где  $h_{эф}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45,75 \cdot \left( 1 - \frac{11,35}{28,06} \right) = 27,245 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как (м):

$$h_{cx} = h_{\phi} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (60)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле (м):

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (61)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами  $L=32\text{м}$ .

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (32 - 30,5) = 27,85 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = 45,75 \cdot \frac{27,85 - 11,35}{27,85} = 27,105 \text{ м.}$$

Система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами, имеющими одинаковую высоту. На уровне земли территория ОРУ полностью защищается от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

### 6.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является это один из основных устройств системы защиты от перенапряжений.

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 (П – в полимерной крышке).

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН-П-220/73/10/2УХЛ1

Характеристика ОПН	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжение при ком. токе $U_{ост}$ , кВ	177
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	365
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, которое используется в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (62)$$

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{121 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 67,8 \text{ кВ.}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (63)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$  (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{67,8}{1,3};$$

$$52,2 \leq 73.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{\text{разр}},$$

$$\text{где } I_K = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}; \quad (64)$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}, (64)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}.$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}.$$

ОПН прошел предварительную проверку.

## 7 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС БАМ-25

### 7.1 Общие сведения о защитах трансформатора

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

### 7.2 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-ТЗ»

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-ТЗ» для защиты трансформатора ТДТНЖ-40000/220 со схемой соединения обмоток

Y/Y/ $\Delta$ -0-11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне среднего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

Номинальная мощность трансформатора – 25 МВ·А.

Номинальное напряжение – 220 кВ/27,5 кВ/11 кВ.

Диапазон регулирования РПН  $\pm 9 \cdot 1,78$  %.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора,  $t_{\max} = 2,0$  с.

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 и в точке К3 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле, А:

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{I_{K3}^{(3)НН}}{k_T}, \quad (69)$$

где  $I_{K3}^{(3)НН}$  - ток трехфазного короткого замыкания на шинах НН (в точке К3);

$k_T$ - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения НН, к ступени напряжения ВН.

По формуле (69) ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах СН (точка К2)и на шинах НН (точка К3), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2}^{(3)ВН} = \frac{1008}{230 / 27,5} = 1375 \text{ А.}$$

$$I_{K3}^{(3)ВН} = \frac{1008}{230 / 11} = 8711 \text{ А.}$$

Основные рекомендации по выбору уставок дифференциальной защиты были приведены ранее при описании особенностей дифзащиты.

### **7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора**

Дифференциальная защита применяется в качестве основной защиты трансформаторов при повреждениях их обмоток, на вводах и ошиновке. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается лишь

на одиночно работающих трансформаторах 6300 кВА и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше и на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает защитное действие, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например и начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора и т. п. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Трансформаторы тока на всех сторонах собраны в звезду.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{номВН}$  - номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номСН}$  - номинальный вторичный ток стороны СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{номНН}$  - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ СН – группа сборки цифровых ТТ на стороне СН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Методика выбора трансформаторов тока и расчет номинальных вторичных токов сторон трансформатора приведена в таблице 35.



Таблица 35 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		230 кВ	27,5 кВ	11 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	31,6	94,5	330,7
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	100/5	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	1,56	4,73	4,13
Для ввода в устройство принимаются ближайшие величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	1,6	4,7	4,1
Размах регулирования РПН, %	16			

Для силового трансформатора со схемой соединения обмоток на стороне ВН трансформатора в звезду, на стороне СН в звезду, а на стороне НН в треугольник, необходимо задать уставки: «Группа ТТ ВН» – 11, «Группа ТТ СН» – 11 «Группа ТТ НН» – 0.

Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1).

Для этого необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной отсечки(ДЗТ-1):

$\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$  - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Согласно исходным данным токи внешнего КЗ приведенный к стороне ВН равен 1375 А и 8711 А.

Относительное значение этих токов равно:

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{I_{К2}^{(3)ВН}}{I_{номВН}} \quad (70)$$

$$I_{кз.внеш}^{max} = \frac{1375}{31,6} = 48,38$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле (71) и равна:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^{max}, \quad (71)$$

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

$K_{нб(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Согласно [16] если на стороне ВН и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $K_{нб(1)} = 0,7$ . Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1А, то следует принимать  $K_{нб(1)} = 1,0$ .

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 48,38 = 40.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки  $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 40$ .

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{\text{диф}} = 40 \cdot 31,6 = 1218 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1).

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{2453}{1218} = 2,014 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства защиты «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

Далее необходимо выбрать следующие уставки дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}}$  – базовая уставка ступени;

$K_{торм}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{Т1}}{I_{ном}}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}}$  – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка выбирается в пределах (0,3-0,5) для обеспечения чувствительности к витковым замыканиям в обмотках и к замыканиям между обмоток трансформатора, поэтому принимаем:  $\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3$ .

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{скв}$ , то ток срабатывания дифференциальной защиты должен быть равен:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}, \quad (72)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;;

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$\Delta U_{РПН}$  - погрешность номинальных токов трансформатора обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{добав}$  - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН;

$I_{скв}$  - сквозной ток проходящий через защиту при внешнем КЗ.

В первом слагаемом (обусловленном погрешностями трансформаторов тока), несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, в [16] рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{неп} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или  $K_{неп} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН у трансформатора. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора по отношению токов нагрузки ВН и НН. Когда она действует,  $\Delta U_{РПН}$  не превышает 4%. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30%. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать  $\Delta U_{РПН}$  равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстроенности от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя, расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{добав} = 0,04$ .

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{одн}$ , который согласно [15] следует принимать равным 1,3, а согласно [16] - можно даже снизить его значение до 1,1-1,15.

$$\begin{aligned} I_{диф} &= K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{скв} \\ &= 0,52 \cdot I_{скв} \end{aligned}$$

В соответствии с [28] коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т} = I_{торм} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}), \quad (73)$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{торм}. \quad (74)$$

Либо по выражению:

$$K_{торм} \geq \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}. \quad (75)$$

Тогда коэффициент торможения в процентах по выражению (75) равен:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot 0,52 / 0,8 = 65 \ %.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{Т1} / I_{ном}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{Т1} / I_{ном} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{Т1} / I_{ном} = 1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей

после АВР, пусковые токи мощных двигателей). Поэтому рекомендуется уставка  $I_{T1} / I_{ном} = 1,5 - 2$ .

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически, но необходимо убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Поэтому рассчитываем первую точку излома тормозной характеристики по формуле: ее величина равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = (I_{Д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (76)$$

Величина первой точки излома тормозной характеристики равна:

$$I_{T1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 65 = 0,46$$

Следовательно условие  $I_{T2} / I_{ном} > I_{T1} / I_{ном}$  – выполняется.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15% в соответствии с [16]. Принимаем  $I_{ДГ2} / I_{ДГ1} = 0,15$ .

Таким образом, получены следующие характеристики:

$$\frac{I_{Д1}}{I_{ном}} = 0,3 - \text{базовая уставка ступени};$$

$K_{торм} = 65 \%$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$$\frac{I_{T1}}{I_{ном}} = 0,46 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{ном}} = 2 - \text{вторая точка излома тормозной характеристики};$$

$$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0,15 - \text{уставка блокировки от второй гармоники}.$$

Проверим расчетное соотношение токов  $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$  в защите при КЗ в трансформаторе на стороне НН при принятом способе формирования тормозного тока.

Если расчетное соотношение токов  $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$  лежит выше границы разделения областей, то происходит срабатывание и защита действует на отключение.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме на стороне НН трансформатора, найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 912 = 789,8 \text{ А}.$$

При одностороннем питании защищаемого трансформатора и при КЗ на стороне НН в зоне действия защиты ток со стороны НН отсутствует, поэтому относительное значение дифференциального тока, приведенное к номинальному току трансформатора, равно:

$$I_{ДИФ} / I_{ном} = 789,8 / 31,6 = 25 \text{ о.е.}$$

Относительное значение тормозного тока в реле при этом КЗ равно:



$$I_{ТОРМ} / I_{НОМ} = 0,5 \cdot (789,8 / 31,6) = 12,5 \text{ о.е.}$$

Таким образом, расчетная точка при КЗ, определяемая по соотношению токов  $I_{ДИФ} / I_{ТОРМ}$ , лежит выше границы разделения областей, поэтому при КЗ на стороне НН происходит срабатывание и защита действует на отключение.

Коэффициент чувствительности ступени ДЗТ-2 устройства «Сириус-ТЗ» в этом случае равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{ТОРМ} / I_{НОМ}}{I_{Д1} / I_{НОМ}} \quad (77)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-ТЗ» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор уставок сигнализации небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3).

Теперь, необходимо выбрать следующие уставки сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3):

$I_{Д} / I_{НОМ}$  - относительное значение уставки по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты;

$T$  - уставка по времени сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3) выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{Д1}/I_{НОМ}$ ), а уставка по времени - порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты. Рекомендуемые значения уставок:  $I_{Д} / I_{НОМ} = 0,1$ ;  $T = 10 \text{ с.}$

#### 7.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора  $I_{A\text{ ВН}}$ ,  $I_{B\text{ ВН}}$ ,  $I_{C\text{ ВН}}$  и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле (102). Ток внешнего короткого замыкания – это ток КЗ в точке К2 и К3, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:  $I_{K2}^{(3)BH} = 1529\text{ А}$ ,  $I_{K3}^{(3)BH} = 912\text{ А}$ .

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 1529 = 1988\text{ А}.$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{ТТ.ВН}}. \quad (78)$$

$$I_{\text{ср.то}} \geq \frac{1988 \cdot 1}{100 / 5} = 99,4\text{ А}.$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем  $I_{\text{ср.то}} = 99,4\text{ А}$ .

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}. \quad (79)$$

$$I_{TO} \geq \frac{99,4 \cdot 100 / 5}{1} = 1988 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 220 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле (79):

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_v \geq \frac{2453}{1988} = 1,234 > 1,2$$

Для НН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 912 = 1186 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{1186 \cdot 1}{100 / 5} = 59,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем  $I_{cp.to} = 59,3 \text{ А}$ .

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{59,3 \cdot 100 / 5}{1} = 1186 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2832 = 2453 \text{ А.}$$

$$k_{\eta} \geq \frac{2453}{1186} = 2,068 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается  $t_{то} = 0,1 \text{ с}$ .

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

При расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле -  $k_B = 0,92$ ; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки -  $k_{отс} = 1,2$ ; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий -  $k_C = 1,1$ .

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (80)$$

где  $S_{наг.ВН}$  - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$  - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{\max} = \frac{4600}{\sqrt{3} \cdot 230} = 23,1 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле (105) с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки  $k_{отс} = 1,2$  согласно [14]; коэффициент самозапуска двигателей  $k_{зап} = 1,5$  согласно [14]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-ТЗ»  $k_B = 0,92$  согласно [16].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 23,1 = 45,2 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{ср.то} \geq \frac{45,2 \cdot 1}{100 / 5} = 2,26 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ». Принимаем

$$I_{ср.мтз} = 2,26 \text{ А.}$$

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{ГО} \geq \frac{2,26 \cdot 100 / 5}{1} = 45,2 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне СН (в точке К2) и на стороне НН (в точке К3) по формуле (77).

$$k_{\text{сн}} \geq \frac{1529}{45,2} = 33,8 > 1,5.$$

$$k_{\text{нн}} \geq \frac{912}{45,2} = 20,1 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \quad (81)$$

где  $t_{\text{max}}$  - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

$\Delta t$  - степень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

### **7.5 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора**

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-ТЗ» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [15] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.ном}, \quad (82)$$

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

$k_B$  - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ» равен 0,92, согласно [16];

$I_{В.ном}$  - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [15] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН, СН и НН равны 1,6, 4,7 и 4,1 А из таблицы 55. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР.ВН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 1,6 = 1,83 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.СН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,7 = 5,36 \text{ А.}$$

$$I_{ПЕР.НН} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,679 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит по формуле (82).

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:



$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

## 7.6 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-ТЗ»

Описание устройства «Сириус-ТЗ».

Описание предназначено для ознакомления в учебных целях с возможностями, принципами работы и конструкцией устройства микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», поставляемого ЗАО «Радиус Автоматика», Россия, г. Москва. Более подробная информация о применении устройства «Сириус-ТЗ» приведена в техническом описании [16].

Устройство «Сириус-ТЗ» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора.

Конструкция устройства «Сириус-ТЗ».

Конструктивно устройство выполнено в виде стального блока (кассеты), имеющего лицевую панель (пульт управления).

В блоке расположены модули с установленными на них печатными платами и другими элементами. В устройство входят следующие основные узлы:

- модуль микропроцессорного контроллера;
- модуль клавиатуры и индикации;
- модуль питания;
- модуль выходных реле;
- модуль выходных реле и оптронных входов;
- модуль входных развязывающих трансформаторов тока.

Габаритные размеры устройства 305x190x225 мм.

Внешний вид и размеры устройства «Сириус-ТЗ» показаны на рисунке

10:

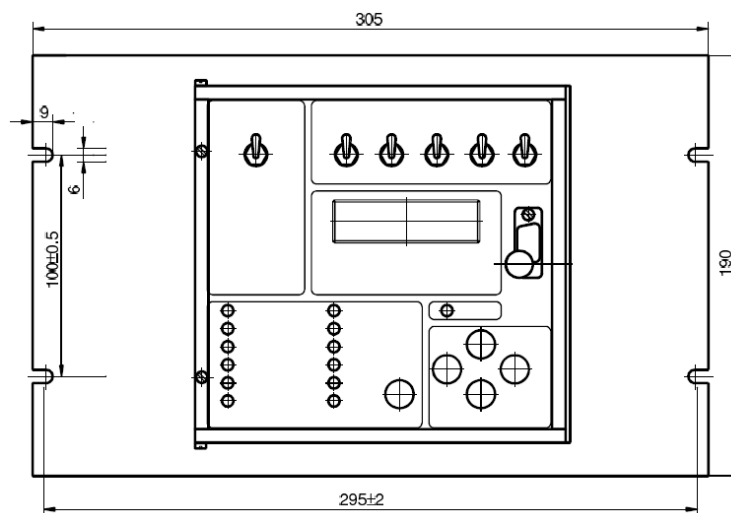


Рисунок 10 – Вид спереди и размеры устройства «Сириус-ТЗ»

Таким образом, в данном разделе был проведен выбор расчет уставок релейной защиты трансформатора ПС БАМ-25.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности Российской Федерации. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации электрооборудования. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах электроэнергетики. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие вопросы:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- отвод земли в постоянное пользование под ПС 220 кВ БАМ-24;
- возможные чрезвычайные ситуации в процессе эксплуатации электрооборудования подстанций.

### 8.1 Безопасность

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотра электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [29]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

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

8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

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

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

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

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником [29].

8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [29]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;  
2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;  
3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [29].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [29].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

## **8.2 Экологичность**

В данной работе рассматривается проектирование ПС 220 кВ БАМ-24, в Амурской области. Строительство данной подстанции необходимо для электроснабжения объектов ООО «РЖД».

Рассмотрим экологический аспект проектирования подстанции, а именно отвод земель под электрические сети в постоянное пользование.

Под «землей, отводимой в постоянное пользование» понимается земля, отводимая, во-первых, под опоры воздушных линий электропередач, а во-вторых, под трансформаторные подстанции.

В соответствии с условиями проектирования в постоянное пользование земля будет отводиться под промежуточные опоры и трансформаторную подстанцию. Для подключения ПС БАМ-25 в электроэнергетическую сеть необходимо строительство двухцепной воздушной линии длиной 0,5 км. Длина

габаритного пролета выбранного типа опор П-220-3 – 470 м, соответственно, количество опор – 1.

Исходные данные представлены в таблице 36:

Таблица 36 – Исходные данные для расчета

Класс ВЛ, кВ	Промежуточные опоры		Трансформаторная подстанция
	Шифр опоры	Количество опор	Схема электрических присоединений
220	1У220-2+5	1	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

В постоянное пользование будет отводиться земля под промежуточные опоры и трансформаторную подстанцию:

$$F_{III} = F_{ПОП} + F_{ПС}, \quad (83)$$

где  $F_{ПОП}$  – площадь земельных участков, отводимых в постоянное пользование под промежуточные опоры, м<sup>2</sup>;

$F_{ПС}$  – площадь земельных участков, отводимых в постоянное пользование под подстанции, м<sup>2</sup>.

Площадь земельных участков  $F$  (промежуточных или анкерных) в общем виде, предоставляемых под стальные опоры воздушных линий электропередачи в постоянное (бессрочное) пользование напряжением класса до 330 кВ, определяется по формуле (рисунок 11):

$$F_{ПОП} = (A^2 + \pi\Delta^2 + 4A\Delta) \cdot n, \quad (84)$$

где  $A$  – сторона основания стальной опоры, м;

$\Delta$  – отступ от опоры, м;

$n$  – количество опор.

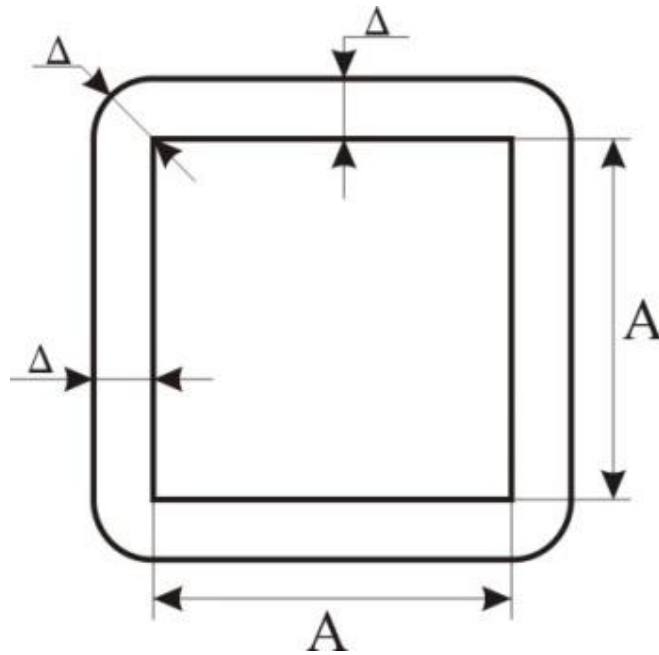


Рисунок 11 – К расчету площади земельных участков отводимых в постоянное пользование под стальные свободностоящие опоры ВЛЭП

Величина  $\Delta$  зависит от категории земель. Для земель сельскохозяйственного назначения  $\Delta=1,5$  м, для остальных категорий  $\Delta=1$  м.

Площадь земли, отводимая под подстанцию, м<sup>2</sup>:

$$F_{ПС} = \sum_i^{n_{ПС}} F_{ПСi}, \quad (84)$$

где  $n_{ПС}$  – количество подстанций;

$F_{ПСi}$  – площадь земли, отводимая под подстанцию.

На рисунке 12 приведен эскиз опоры 1У220-2+5 (анкерно-угловая двухцепная).

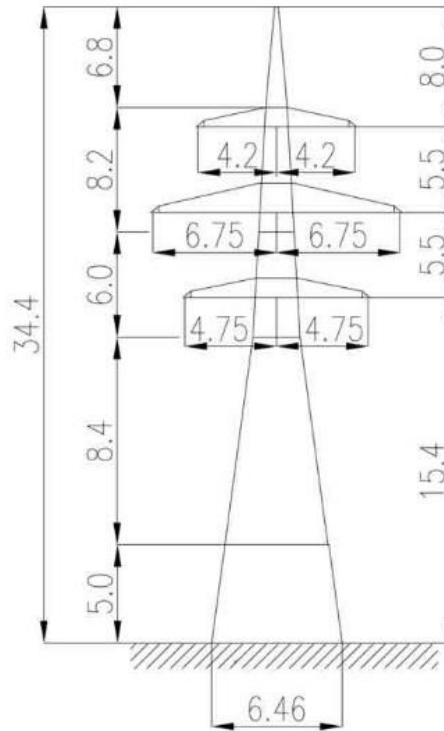


Рисунок 12 – Опора 1У220-2+5

Отвод земли под трансформаторные подстанции производится в соответствии с нормами отвода земель [31].

По данным [31] размеры основания опор и площадь земли, отводимую под одну трансформаторную подстанцию, соответственно равны:

$$A = 6,46 \text{ м}; F_{\text{ПС}} = 300000 \text{ м}^2.$$

Площадь земли, отводимая под промежуточные опоры:

$$F_{\text{ПОП}} = (6,46^2 + \pi \cdot 1^2 + 4 \cdot 6,46 \cdot 1) \cdot 1 = 68,34 \text{ м}^2. \quad (85)$$

Площадь земельных участков  $F_{\text{ПЭС}}$ , предоставляемых под электрические сети в постоянное пользование:

$$F_{\text{ПЭС}} = 68,34 + 300000 = 300068,34 \text{ м}^2.$$



### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар.

ожары приносят существенные материальные ущербы и могут привести к несчастным случаям. Для того чтобы соблюсти требуемые меры пожарной безопасности необходимо, прежде всего, установить все возможные источники данного негативного явления. Рассмотрим основные причины возникновения пожара в электроустановках.

К аварийному режиму работы можно отнести перегрузку и короткое замыкание. Каждый элемент оборудования рассчитан на нормальную работу при определенном значении тока нагрузки. При превышении данного значения, то есть при перегрузке, происходит нагрев токоведущих частей, контактов, что в конечном итоге может привести к возгоранию, если защита своевременно не отключит перегруженный участок электрической сети.

Короткое замыкание возникает в случае повреждения оборудования, линий электропередач и сопровождается большими токами, которые за считанные секунды повреждают оборудование и приводят к его возгоранию. Очень важно, чтобы в случае повреждения защита сработала правильно и обесточила поврежденный участок за доли секунды, предотвратив негативные последствия данного явления.

Причиной возникновения пожара при коротком замыкании может быть не только неисправность защиты, но и особенности ее работы. Для обеспечения селективности работы защиты одна из ступеней выполняется с определенной выдержкой времени. И если повреждение возникло на том участке, где защита работает с небольшой выдержкой, то этого времени может хватить для того,

чтобы возникло возгорание. Например, одной искры может хватить для возгорания маслonaполненного элемента оборудования.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [30]:

- 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.

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [30]:

- 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.

При возникновении пожара в электроустановке на предприятии (энергообъекте) каждый работник, обнаруживший пожар, должен немедленно сообщить об этом в пожарную службу, старшему дежурному работнику в смене и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением требований действующих правил и инструкций по охране труда. Старший работник в смене обязан немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную службу, руководителям предприятия (энергообъекта), а также дежурному диспетчеру: района, предприятия или объединенного диспетчерского управления энергосистемы (по специальному списку) [32].

Старший дежурный работник в смене лично или с привлечением подчиненного персонала обязан определить очаг пожара, возможные пути его распространения, оценить возможную опасность для обслуживающего или другого персонала, технологического оборудования, зданий и сооружений. В случае угрозы для жизни людей необходимо немедленно организовать эвакуацию всех работников, не участвующих в тушении пожара на энергообъекте. После определения места возникновения пожара старший дежурный работник в смене обязан выполнить следующие работы.

Лично или с привлечением дежурного персонала и других работников проверить включение автоматической установки пожаротушения (при ее наличии), а в случае отказа – задействовать ее в ручном режиме. Принять меры по созданию безопасных условий персоналу энергообъекта и личному составу ППО для ликвидации пожара:

- выполнить необходимые операции на технологическом оборудовании (отключение оборудования, вытеснение водорода из корпуса генератора или

синхронного компенсатора, снятие напряжения с электроустановок, слив масла из маслобака турбогенератора, закрытие задвижек и вентилей на трубопроводах и др.);

- приступить к тушению пожара силами и средствами энергообъекта (стационарными, передвижными, ручными) с соблюдением требований правил техники безопасности и инструкций по охране труда;

- направить работников, хорошо знающих расположение энергообъектов, подъездных путей к ним и к водоисточникам, для встречи личного состава ППО и выдачи им электрозащитных средств;

- при необходимости организовать и обеспечить охлаждение водой от пожарных кранов или стационарных лафетных стволов и системы орошения (при ее наличии) металлических ферм, перекрытий и колонн здания, а также рядом расположенного оборудования и технологических сооружений с учетом требований правил техники безопасности;

- отключить или переключить присоединения в электроустановках, находящихся в зоне пожара.

Эти операции выполняются старшим дежурным работником предприятия (энергообъекта): начальником смены электростанции, цеха, котельной, диспетчером, дежурным подстанции и др. или, по его распоряжению, подчиненным дежурным персоналом: персоналом ОВБ, другими работниками с последующим сообщением вышестоящему дежурному персоналу о проведенных переключениях.

До прибытия первого ППО руководителем тушения пожара является старший дежурный работник энергообъекта (начальник смены электростанции, котельной, цеха, производства, дежурный подстанции) или руководитель предприятия (энергообъекта). Старший начальник ППО, прибывший к месту пожара, обязан немедленно связаться со старшим дежурным работником в смене энергообъекта, получить от него сведения о возникшей обстановке и письменный допуск к тушению пожара. 4.5. Подразделения пожарной охраны приступают к тушению пожара на энергообъекте (в электроустановке) после

получения инструктажа от дежурного персонала или специально выделенного работника предприятия (энергообъекта). При тушении пожаров в электроустановках под напряжением до 10 кВ включительно должна соблюдаться определенная последовательность выполнения работ ППО, обеспечивающая безопасные условия для пожарных при подаче огнетушащих веществ на токоведущие части электроустановок.

После прибытия ППО к месту вызова выполняются следующие работы:

- руководитель тушения пожара на основе оценки обстановки определяет и согласовывает с дежурным персоналом энергообъекта схему расстановки сил и средств, маршруты движения к месту пожара, места заземления пожарной техники, получает электрозащитные средства от персонала энергообъекта или использует имеющиеся в комплекте машины;

- личный состав ППО заземляет насос пожарного автомобиля с помощью специального устройства путем подключения в указанном месте к стационарному контуру заземления или к заземленным металлическим конструкциям;

- личный состав ППО прокладывает рукавную линию от автоцистерны до боевой позиции по маршруту, указанному руководителем тушения пожара;

- личный состав ППО заземляет ручной пожарный ствол, подключая его с помощью специальных приспособлений и провода к стационарному контуру заземления в указанном месте, а затем выходит на боевую позицию, определенную руководителем тушения пожара;

- руководитель тушения пожара после проверки правильности расстановки личного состава ППО с учетом безопасных расстояний и обеспечения его электрозащитными средствами отдает распоряжение на подачу огнетушащих средств в зону горения.

После ликвидации пожара все работы выполняют в обратной последовательности:

- прекращается подача огнетушащих средств;

- отсоединяются заземляющие устройства от контура заземления;

- пожарные уходят с боевых позиций по безопасным маршрутам и одновременно убирают пожарно-техническое вооружение [32].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи.

Произведен анализ сети, электрического режима и потребителей.

Произведён расчёт рабочих токов для выбора сечения проводника и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, выбор требуемой для предприятия трансформаторной мощности.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ ПС 220 кВ БАМ-25. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Роль железных дорог в единой транспортной системе страны [Электронный ресурс]. URL: [https://www.vagoni-jd.ru/razdel\\_01-3-rol](https://www.vagoni-jd.ru/razdel_01-3-rol). (Дата обращения: 14.04.2022).

2 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2021-2025 годы [Электронный ресурс]. URL: . (Дата обращения: 14.04.2022).

3 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

7 ООО «РЖД» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rzd.ru/> (Дата обращения: 28.04.2021).

8 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

9 АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.drsk.ru/> (Дата обращения: 28.04.2021).

10 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 30.04.2021).

11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

12 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 5.05.2021).



13 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

25 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

27 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

28 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. – 11 с.

29 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

30 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002.

31 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ. № 14278тм-т1.

32 Методические рекомендации по тушению пожаров в электроустановках предприятий электроэнергетики государств - участников СНГ URL: <http://energo-cis.ru/>. . (Дата обращения: 24.05.2022).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Узлы																		
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ЗГЭС 500	500		1									501,41	-0,14
2	<input type="checkbox"/>		База	2	г1	16		1			23,0	-27,9	16,0	-112,0	225,0		16,00	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	г2	16		1			10,0	-27,6	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,08
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	г3	16		1			10,0	-27,6	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,08
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	г4	16		1			5,0	-27,5	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,11
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	нейт	500		1									511,86	-0,72
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ЗГЭС 220	220		1									220,22	-0,81
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	нн	10		1									20,00	-0,72
9	<input type="checkbox"/>		Ген	9	г5	16		1			5,0	481,8	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	-0,95
10	<input type="checkbox"/>		Ген	10	г6	16		1			5,0	481,8	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	-0,95
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Призейская	220		1	4,2	0,4							235,42	-2,01
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Эльгауголь	220		1	0,1	0,1							245,05	-2,58
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Тутаул	220		1	2,0	0,6							233,85	-1,97
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Дипкун	220		1	0,8	0,3							232,42	-1,94
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Тында	220		1	37,5	11,6							225,20	-1,69
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	НПС-20	220		1	3,6	1,8							225,19	-1,71
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Нагорный	220		1	0,2	0,2							224,44	-1,02
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	отп1	220		1									221,74	-0,32
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	отп2	220		1									221,83	-0,34
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	НПС-19	220		1	5,4	3,0							221,76	-0,34
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	НГЭС 220	220		1									221,77	-0,33
22	<input type="checkbox"/>		Ген	22	г1	16		1			5,0	60,4	16,0	-100,0	200,0		16,00	-0,22
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	нейт	220		1									213,14	-1,71
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	нейт	220		1									213,14	-1,71
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	нн	10		1									10,01	-1,71
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	нн	10		1									10,01	-1,71
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НГЭС 110	110		1									110,78	-1,82
28	<input type="checkbox"/>		Ген	28	г2	16		1			5,0	65,6	16,0	-100,0	200,0		16,00	-1,72
29	<input type="checkbox"/>		Ген	29	г3	16		1			10,0	65,5	16,0	-100,0	200,0		16,00	-1,59

Ветви × Графика × Трансформаторы × Районы+Потери × Потери ×							
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт
1	220	7,62	1,33	4,23	1,38	0,68	

Ветви × Графика × Трансформаторы × Районы+Потери × Потери ×										
	N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0
1	1		<не задано>	АТ		1	7	8		6
2	2		<не задано>	АТ		21	27	25		23
3	3		<не задано>	АТ		21	28	26		24

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

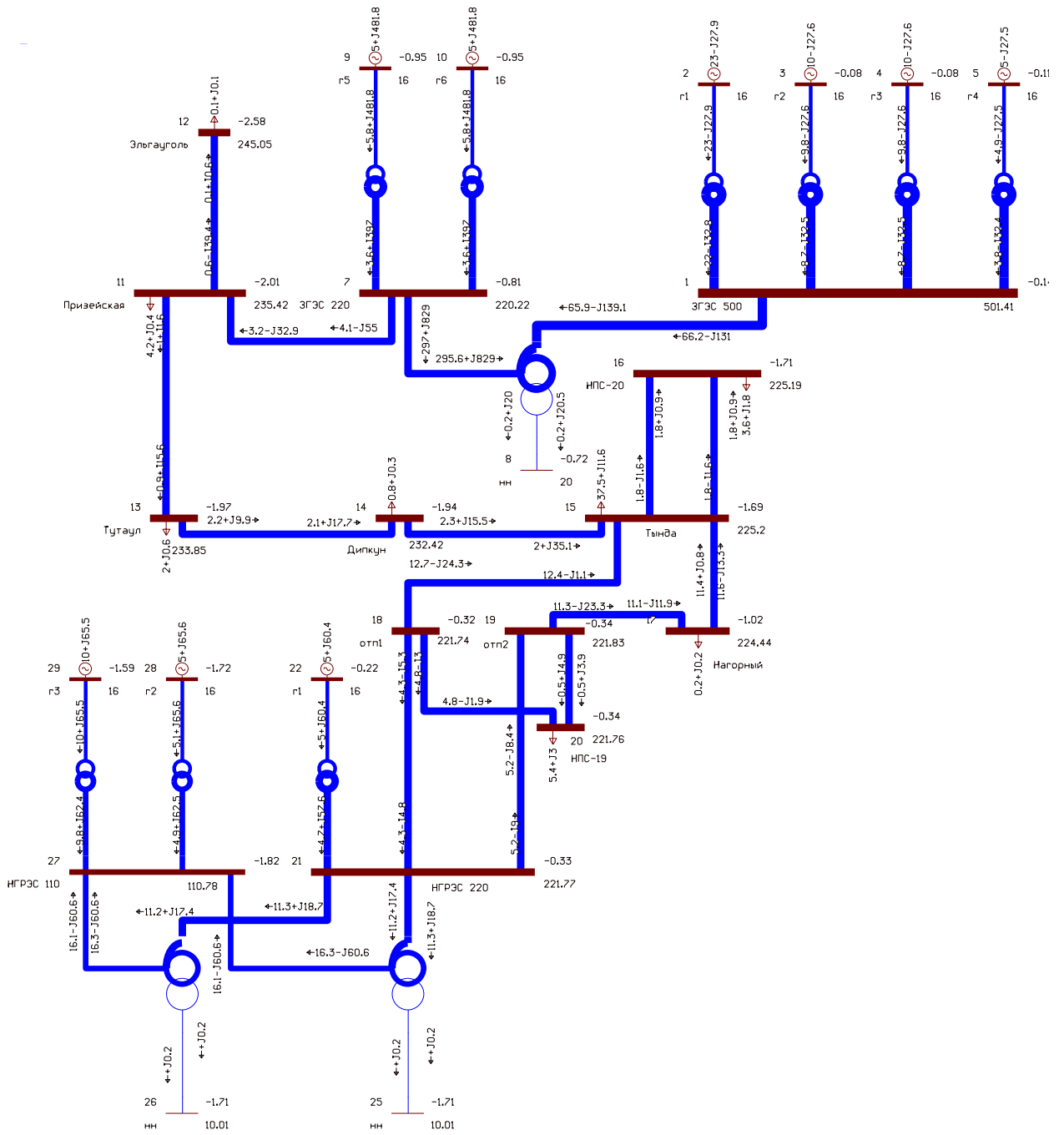
## Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Ветви																			
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - г1	0,60	25,70	19,2	0,032			22	-33		45	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - г2	0,60	25,70	19,2	0,032			9	-33		39	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - г3	0,60	25,70	19,2	0,032			9	-33		39	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - г4	0,60	25,70	19,2	0,032			4	-32		38	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	6			ЗГЭС 500 - нейт	0,48	38,80	18,2	1,000			-66	131		169	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			нейт - ЗГЭС 220	0,48			0,430			296	829		993	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			нейт - нн	2,40	296,00		0,040				-21		23	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ЗГЭС 220 - г5	0,60	25,70	19,2	0,060			4	397		1 041	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	10			ЗГЭС 220 - г6	0,60	25,70	19,2	0,060			4	397		1 041	
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ЗГЭС 220 - Призейская	17,90	78,80	-483,0				-4	55	144	21,2	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			Призейская - Эльгауголь	26,20	114,90	-707,0				-1	39	97	14,2	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	13			Призейская - Тутаул	9,48	41,50	-255,0				-1	-2	39	5,7	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Тутаул - Дипкун	5,32	23,20	-145,3				-2	-10	44	6,5	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Дипкун - Тында	14,40	63,30	-389,0				-2	-16	90	13,2	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тында - НПС-20	2,35	8,40	-50,0				-2	2	6	1,0	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тында - НПС-20	2,35	8,40	-50,0				-2	2	6	1,0	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Тында - Нагорный	10,47	45,80	-282,0				11	1	45	6,7	
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	18			Тында - отп1	17,64	77,20	-475,2				12	-1	71	10,5	
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			Нагорный - отп2	8,82	38,60	-237,6				11	-12	68	9,9	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			отп1 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0				-5	3	15	2,5	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			отп2 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0				-1	-4	13	2,2	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			отп1 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5				-4	5	18	2,6	
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			отп2 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5				5	-8	27	4,0	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			НГРЭС 220 - г1	0,60	25,70	19,2	0,070			5	58		150	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	1,000			-11	-19		57	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	24			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	1,000			-11	-19		57	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			нейт - нн	2,80	195,00		0,047							
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26			нейт - нн	2,80	195,00		0,047							
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	27			нейт - НГРЭС 110	1,40			0,520			-16	61		170	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27			нейт - НГРЭС 110	1,40			0,520			-16	61		170	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			НГРЭС 110 - г2	0,15	6,10	85,3	0,140			5	63		327	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			НГРЭС 110 - г3	0,15	6,10	85,3	0,140			10	62		329	

Трансформаторы x Районы+Потери x Потери x Токовая нагрузка ЛЭП x										
	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tс	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	7	11	ЗГЭС 220 - Призейская	144	81	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	21,2
2	11	12	Призейская - Эльгауголь	97	1	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	14,2
3	11	13	Призейская - Тутаул	5	39	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	5,7
4	13	14	Тутаул - Дипкун	25	44	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	6,5
5	14	15	Дипкун - Тында	39	90	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	13,2
6	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	1,0
7	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	1,0
8	15	17	Тында - Нагорный	29	45	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	6,7
9	15	18	Тында - отп1	32	71	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	10,5
10	17	19	Нагорный - отп2	42	68	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	9,9
11	18	20	отп1 - НПС-19	15	13	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	2,5
12	19	20	отп2 - НПС-19	10	13	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	2,2
13	18	21	отп1 - НГРЭС 220	18	17	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	2,6
14	19	21	отп2 - НГРЭС 220	26	27	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	4,0

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

## Расчет режима в ПВК RastrWin 3



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Узлы																		
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ЗГЭС 500	500		1									501,41	-0,14
2	<input type="checkbox"/>		База	2	г1	16		1			23,0	-27,9	16,0	-112,0	225,0		16,00	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	г2	16		1			10,0	-27,6	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,08
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	г3	16		1			10,0	-27,6	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,08
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	г4	16		1			5,0	-27,5	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,11
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	нейт	500		1									511,86	-0,72
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ЗГЭС 220	220		1									220,22	-0,81
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	нн	10		1									20,00	-0,72
9	<input type="checkbox"/>		Ген	9	г5	16		1			5,0	481,8	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	-0,95
10	<input type="checkbox"/>		Ген	10	г6	16		1			5,0	481,8	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	-0,95
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Призейская	220		1	4,2	0,4							235,44	-2,01
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Эльгауголь	220		1	0,1	0,1							245,06	-2,58
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Тугаул	220		1	2,0	0,6							233,88	-1,97
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Дипкун	220		1	0,8	0,3							232,47	-1,95
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Тында	220		1	37,5	11,6							225,33	-1,70
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	НПС-20	220		1	3,6	1,8							225,32	-1,71
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Нагорный	220		1	0,2	0,2							224,74	-1,03
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	отп1	220		1									222,18	-0,33
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	отп2	220		1									222,30	-0,36
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	НПС-19	220		1	5,4	3,0							222,21	-0,36
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	НГРЭС 220	220		1									222,27	-0,35
22	<input type="checkbox"/>		Ген	22	г1	16		1			5,0	55,9	16,0	-100,0	200,0		16,00	-0,24
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	нейт	220		1									214,85	-2,68
24	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	24	нейт	220		1										-1,71
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	нн	10		1									10,09	-2,68
26	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	26	нн	10		1										-1,71
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НГРЭС 110	110		1									111,72	-2,83
28	<input type="checkbox"/>		Ген	28	г2	16		1			5,0	48,0	16,0	-100,0	200,0		16,00	-2,73
29	<input type="checkbox"/>		Ген	29	г3	16		1			10,0	47,9	16,0	-100,0	200,0		16,00	-2,59

Графика X Трансформаторы X Районы+Потери X Потери X										
	N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0
1	1		<не задано>	АТ		1	7	8		6
2	2		<не задано>	АТ		21	27	25		23
3	3		<не задано>	АТ		21	28	26		24

Графика X Трансформаторы X Районы+Потери X Потери X						
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр
1	220	7,54	1,31	4,20	1,38	0,64

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

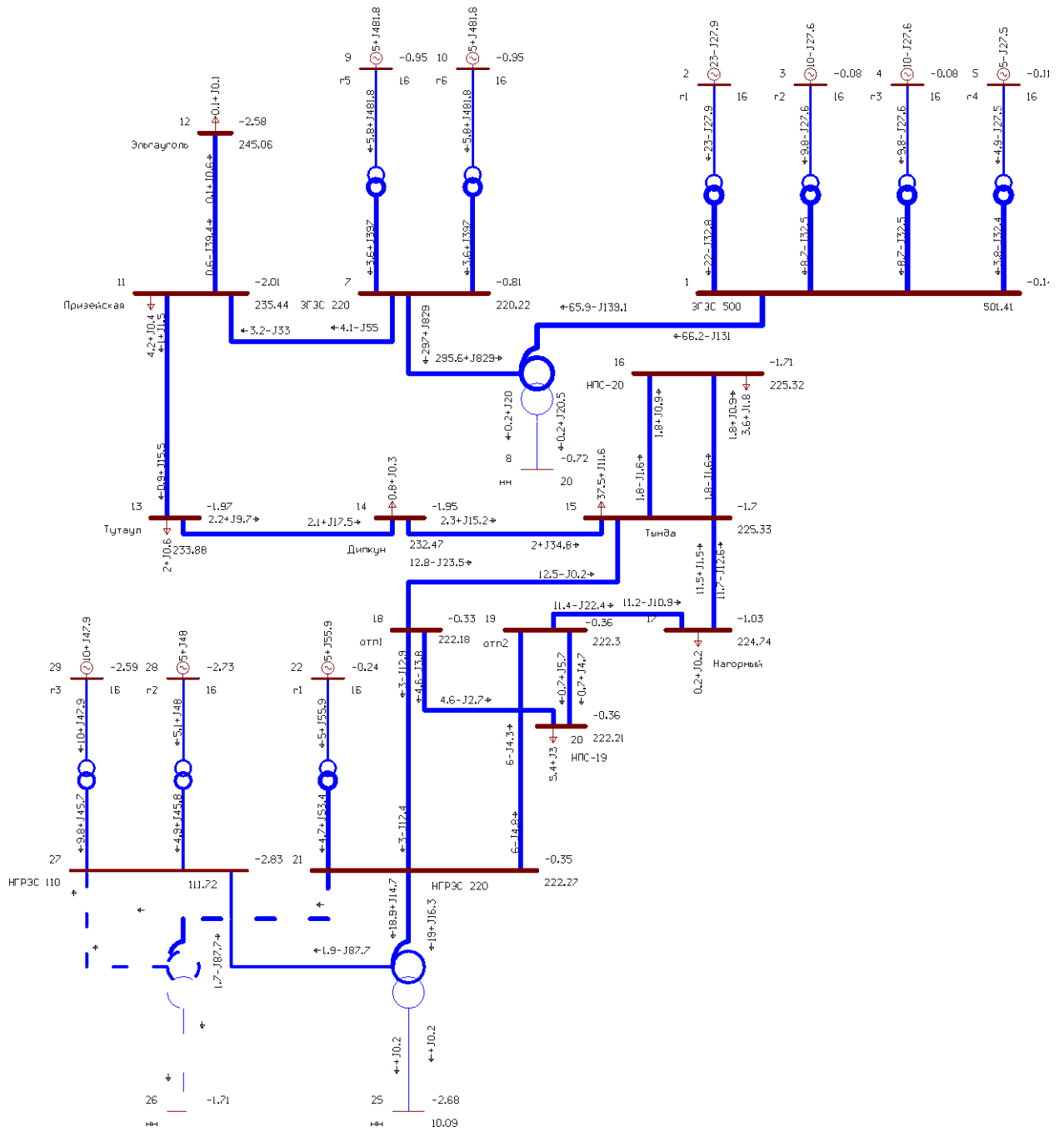
### Расчет режима в ПВК RastrWin 3

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tс	Идоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	7	11	ЗГЭС 220 - Призейская	145	81	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	21,3
2	11	12	Призейская - Эльгауголь	97	1	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	14,2
3	11	13	Призейская - Тутаул	5	38	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	5,6
4	13	14	Тутаул - Дипкун	25	44	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	6,5
5	14	15	Дипкун - Тында	38	89	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	13,1
6	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	1,0
7	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	1,0
8	15	17	Тында - Нагорный	30	44	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	6,5
9	15	18	Тында - отп1	32	70	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	10,2
10	17	19	Нагорный - отп2	40	65	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	9,6
11	18	20	отп1 - НПС-19	15	14	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	2,6
12	19	20	отп2 - НПС-19	12	15	ВН	<input type="checkbox"/>		590,0	2,5
13	18	21	отп1 - НГРЭС 220	34	33	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	5,1
14	19	21	отп2 - НГРЭС 220	19	20	ВН	<input type="checkbox"/>		680,0	2,9
							<input type="checkbox"/>			

Ветви																			
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - г1	0,60	25,70	19,2	0,032			22	-33	45		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - г2	0,60	25,70	19,2	0,032			9	-33	39		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - г3	0,60	25,70	19,2	0,032			9	-33	39		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - г4	0,60	25,70	19,2	0,032			4	-32	38		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	6			ЗГЭС 500 - нейт	0,48	38,80	18,2	1,000			-66	131	169		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			нейт - ЗГЭС 220	0,48			0,430			296	829	993		
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			нейт - нн	2,40	296,00		0,040				-21	23		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ЗГЭС 220 - г5	0,60	25,70	19,2	0,060			4	397	1041		
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	10			ЗГЭС 220 - г6	0,60	25,70	19,2	0,060			4	397	1041		
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ЗГЭС 220 - Призейская	17,90	78,80	-483,0				-4	55	145	21,3	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			Призейская - Эльгауголь	26,20	114,90	-707,0				-1	39	97	14,2	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	13			Призейская - Тутаул	9,48	41,50	-255,0				-1	-2	38	5,6	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Тутаул - Дипкун	5,32	23,20	-145,3				-2	-10	44	6,5	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Дипкун - Тында	14,40	63,30	-389,0				-2	-15	89	13,1	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тында - НПС-20	2,35	8,40	-50,0				-2	2	6	1,0	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тында - НПС-20	2,35	8,40	-50,0				-2	2	6	1,0	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Тында - Нагорный	10,47	45,80	-282,0				12	2	44	6,5	
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	18			Тында - отп1	17,64	77,20	-475,2				13		70	10,2	
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			Нагорный - отп2	8,82	38,60	-237,6				11	-11	65	9,6	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			отп1 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0				-5	4	15	2,6	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			отп2 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0				-1	-5	15	2,5	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			отп1 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5				-3	13	34	5,1	
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			отп2 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5				6	-4	20	2,9	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			НГРЭС 220 - г1	0,60	25,70	19,2	0,070			5	53	139		
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	1,000			-19	-16	65		
26	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	21	24			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	1,000							
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			нейт - нн	2,80	195,00		0,047							
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	24	26			нейт - нн	2,80	195,00		0,047							
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	27			нейт - НГРЭС 110	1,40			0,520			-2	88	236		
30	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	24	27			нейт - НГРЭС 110	1,40			0,520							
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			НГРЭС 110 - г2	0,15	6,10	85,3	0,140			5	46	238		
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			НГРЭС 110 - г3	0,15	6,10	85,3	0,140			10	46	242		

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

## Расчет режима в ПВК RastrWin 3



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$\varepsilon_{2022.2027} := 0.03 \quad k_m := 1.2$$

$$\varepsilon_{2028.2032} := 0.04 \quad k_\phi := 1.1$$

ПС НПС-19

$$P_{max} := 5.4 \text{ MBm}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 4.5 \text{ MBm}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_\phi = 4.95 \text{ MBm}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 6.26 \text{ MBm}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 7.616 \text{ MBm}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 5.217 \text{ MBm}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 6.347 \text{ MBm}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 5.738 \text{ MBm}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 6.982 \text{ MBm}$$

ПС ТЫНДА

$$P_{max} := 37.5 \text{ MBm}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 31.25 \text{ MBm}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_\phi = 34.375 \text{ MBm}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 43.473 \text{ MBm}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 52.891 \text{ MBm}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 36.227 \text{ MBm}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 44.076 \text{ MBm}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 39.85 \text{ MBm}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 48.484 \text{ MBm}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

ПС НПС-20

$$P_{max} := 3.6 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 3 \text{ МВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 3.3 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 4.173 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 5.078 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 3.478 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 4.231 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 3.826 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 4.654 \text{ МВт}$$

ПС Дипкун

$$P_{max} := 2 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 1.667 \text{ МВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 1.833 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 2.319 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 2.821 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 1.932 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 2.351 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 2.125 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 2.586 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

ПС Тутаул

$$P_{max} := 0.8 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 0.667 \text{ МВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 0.733 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.927 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 1.128 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.773 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.94 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.85 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 1.034 \text{ МВт}$$

ПС Призейская

$$P_{max} := 4.2 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 3.5 \text{ МВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 3.85 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 4.869 \text{ МВт}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 5.924 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 4.057 \text{ МВт}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 4.937 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 4.463 \text{ МВт}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 5.43 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

ПС Эльгауголь

$$P_{max} := 0.2 \text{ MВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 0.167 \text{ MВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 0.183 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.232 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.282 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.193 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.235 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.213 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.259 \text{ MВт}$$

ПС Нагорный

$$P_{max} := 0.4 \text{ MВт}$$

$$P_{cp} := \frac{P_{max}}{k_m} = 0.333 \text{ MВт}$$

$$P_{эф} := P_{cp} \cdot k_{\phi} = 0.367 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2027} := P_{max} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.464 \text{ MВт}$$

$$P_{max.прогн.2032} := P_{max.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.564 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2027} := P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.386 \text{ MВт}$$

$$P_{cp.прогн.2032} := P_{cp.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.47 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2027} := P_{эф} \cdot (1 + \varepsilon_{2022.2027})^5 = 0.425 \text{ MВт}$$

$$P_{эф.прогн.2032} := P_{эф.прогн.2027} \cdot (1 + \varepsilon_{2028.2032})^5 = 0.517 \text{ MВт}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Узлы																		
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1			Нагр	1	ЗГЭС 500	500		1					500,0			30,0	500,27	-0,13
2			База	2	г1	16		1			22,0	-5,7	16,0	-112,0	225,0		16,00	
3			Ген	3	г2	16		1			30,0	-5,8	16,0	-200,0	225,0		16,00	0,05
4			Ген	4	г3	16		1			10,0	-5,4	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,07
5			Ген	5	г4	16		1			20,0	-5,6	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,01
6			Нагр	6	нейт	500		1									504,41	-0,82
7			Нагр	7	ЗГЭС 220	220		1									221,91	-0,83
8			Нагр	8	нн	10		1									10,09	-0,82
9			Ген	9	г5	16		1			50,0	2,2	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	0,67
10			Ген	10	г6	16		1			50,0	2,2	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	0,67
11			Нагр	11	Призейская	220		1	4,2	0,4							232,77	-17,37
12			Нагр	12	Эльгауголь	220		1	0,1	0,1							242,53	-17,95
13			Нагр	13	Тугаул	220		1	2,0	0,6							234,93	-24,70
14			Нагр	14	Дипкун	220		1	0,8	0,3							236,84	-26,56
15			Нагр	15	Тында	220		1	37,5	11,6							233,42	-21,35
16			Нагр	16	НПС-20	220		1	3,6	1,8							233,42	-21,37
17			Нагр	17	Нагорный	220		1	0,2	0,2							232,13	-16,23
18			Нагр	18	отп1	220		1									230,24	-11,72
19			Нагр	19	отп2	220		1									230,25	-11,71
20			Нагр	20	НПС-19	220		1	5,4	3,0							230,22	-11,72
21			Нагр	21	НГРЭС 220	220		1									230,16	-11,50
22			Ген	22	г1	16		1			80,0	-14,4	16,0	-100,0	200,0		16,00	-9,25
23			Нагр	23	нейт	220		1									220,59	-3,28
24			Нагр	24	нейт	220		1									220,59	-3,28
25			Нагр	25	нн	11		1									10,37	-3,28
26			Нагр	26	нн	11		1									10,37	-3,28
27			Нагр	27	НГРЭС 110	110		1									114,93	-3,25
28			Ген	28	г2	16		1			70,0	-12,7	16,0	-100,0	200,0		16,00	-1,38
29			Ген	29	г3	16		1			70,0	-12,7	16,0	-100,0	200,0		16,00	-1,38
30			Нагр	30	БАМ-20	220		1	43,5	17,4							233,45	-26,50
31			Нагр	31	БАМ-21	220		1	43,5	17,4							233,85	-27,87
32			Нагр	32	БАМ-22	220		1	43,5	17,4							235,08	-27,50
33			Нагр	33	БАМ-23	220		1	43,5	17,4							237,04	-29,47
34			Нагр	34	БАМ-24	220		1	43,5	17,4							232,35	-31,87
35			Нагр	35	БАМ-25	220		1									231,12	-31,75
36			Нагр	36	БАМ-26	220		1	43,5	17,4							230,91	-31,00
37			Нагр	37	отп 1	220		1									231,06	-31,38
38			Нагр	38	отп 2	220		1									231,75	-30,28
39			Нагр	39	отп 3	220		1									232,34	-31,75
40			Нагр	40	отп 4	220		1									233,33	-31,64
41			Нагр	41	отп 5	220		1									237,75	-29,40
42			Нагр	42	отп 6	220		1									237,27	-29,20
43			Нагр	43	отп 7	220		1									233,71	-26,77
44			Нагр	44	отп 8	220		1									234,17	-25,90
45			Нагр	45	нейт	220		1									223,75	-35,78
46			Нагр	46	нейт	220		1									223,75	-35,78
47			Нагр	47	нн	11		1									11,19	-35,79
48			Нагр	48	нн	11		1									11,19	-35,79
49			Нагр	49	сн	28		1	22,0	8,8							28,37	-35,74
50			Нагр	50	сн	28		1	22,0	8,8							28,37	-35,74

Потери												
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	220	39,09	33,88	0,90	3,46	0,85		-235,31	147,98	31,46	-419,18	4,43

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Ветви																				
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/р	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - г1	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			21	-11		27	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - г2	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			29	-11		36	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - г3	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			9	-10		16	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - г4	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			19	-10		25	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	6			ЗГЭС 500 - нейт	0,48	38,80	18,2	0,8	1,000			-78	49		106	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			нейт - ЗГЭС 220	0,48				0,440			-78	55		109	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			нейт - нн	2,40	296,00			0,020							
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ЗГЭС 220 - г5	0,60	25,70	19,2	4,1	0,072			50			129	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	10			ЗГЭС 220 - г6	0,60	25,70	19,2	4,1	0,072			50			129	
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ЗГЭС 220 - Призейская	17,90	78,80	-483,0	4,0			-177	55		482	70,9	
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			Призейская - Эльгауголь	26,20	114,90	-707,0	5,9			-1	39		97	14,2	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	13			Призейская - Тутаул	9,48	41,50	-255,0	2,1			-160	45		411	60,5	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Тутаул - Диккун	5,32	23,20	-145,3	1,2			-70	38		196	28,8	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Диккун - Тьнда	14,40	63,30	-389,0	3,2			72	-22		203	29,8	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тьнда - НПС-20	2,35	8,40	-50,0	0,4			-2	2		6	1,1	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тьнда - НПС-20	2,35	8,40	-50,0	0,4			-2	2		6	1,1	
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Тьнда - Нагорный	10,47	45,80	-282,0	2,3			98	-26		262	38,5	
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	18			Тьнда - отп1	17,64	77,20	-475,2	4,0			106	-31		294	43,2	
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			Нагорный - отп2	8,82	38,60	-237,6	2,0			100	-32		272	40,0	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			отп1 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0	0,2			-1	-1		5	0,9	
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			отп2 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0	0,2			-4			11	1,8	
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			отп1 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5	0,1			112	-37		297	43,6	
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			отп2 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5	0,1			106	-36		282	41,5	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			НГРЭС 220 - г1	0,60	25,70	19,2	4,1	0,070			80	-19		205	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			69	-27		187	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	24			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			69	-27		187	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			нейт - нн	2,80	195,00			0,047							
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26			нейт - нн	2,80	195,00			0,047							
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	27			нейт - НГРЭС 110	1,40				0,520			70	-16		187	
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27			нейт - НГРЭС 110	1,40				0,520			70	-16		187	
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			НГРЭС 110 - г2	0,15	6,10	85,3	13,6	0,140			70	-16		360	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			НГРЭС 110 - г3	0,15	6,10	85,3	13,6	0,140			70	-16		360	
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	13			отп 2 - Тутаул	14,40	63,30	-389,0	3,2			81			207	30,4	
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	35			отп 1 - БАМ-25	2,35	8,40	-50,0	0,4			-37	13		99	14,5	
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	39			БАМ-25 - отп 3	2,35	8,40	-50,0	0,4			8	33		84	12,3	
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	14			отп 5 - Диккун	17,64	77,20	-475,2	4,0			33	2		100	17,0	
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	42			Диккун - отп 6	8,82	38,60	-237,6	2,0			-64	22		164	27,8	
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	42			отп 4 - отп 6	17,90	78,80	-483,0	4,0			31	17		87	12,8	
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	39			отп 5 - отп 3	26,20	114,90	-707,0	5,9			-21	13		81	11,8	
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	33			отп 5 - БАМ-23	2,35	8,40	-50,0	0,4			-12	-15		53	7,8	
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	42	33			отп 6 - БАМ-23	2,35	8,40	-50,0	0,4			-31	3		76	11,2	
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	39	34			отп 3 - БАМ-24	2,35	8,40	-50,0	0,4			-12	5		33	4,8	
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	34			отп 4 - БАМ-24	2,35	8,40	-50,0	0,4			-31	-17		91	15,4	
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	36			отп 1 - БАМ-26	2,35	8,40	-50,0	0,4			38	-14		103	17,4	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	36			отп 2 - БАМ-26	2,35	8,40	-50,0	0,4			-81			201	29,6	
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	31			Диккун - БАМ-21	17,64	77,20	-475,2	4,0			-18	8		62	9,1	
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	43			БАМ-21 - отп 7	8,82	38,60	-237,6	2,0			25			71	10,5	
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	44			Тьнда - отп 8	10,47	45,80	-282,0	2,3			-90	28		233	39,5	
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	32			отп 8 - БАМ-22	17,64	77,20	-475,2	4,0			-19	20		67	11,3	
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	14			БАМ-22 - Диккун	8,82	38,60	-237,6	2,0			25	11		67	9,8	
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	30			отп 7 - БАМ-20	2,35	8,40	-50,0	0,4			26	-13		76	11,1	
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	30			отп 8 - БАМ-20	2,35	8,40	-50,0	0,4			-69			171	25,1	
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	45			БАМ-25 - нейт	3,90	165,00	8,3	1,3	1,000			-22	-11		62	
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	46			БАМ-25 - нейт	3,90	165,00	8,3	1,3	1,000			-22	-11		62	
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			нейт - сн	3,90				0,127			-22	-9		61	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	46	50			нейт - сн	3,90				0,127			-22	-9		61	
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	47			нейт - нн	3,90	125,00			0,050							
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	46	48			нейт - нн	3,90	125,00			0,050							
59	<input type="checkbox"/>		Выкл	49	50			сн - сн							1			19		
60	<input type="checkbox"/>		Выкл	47	48			нн - нн										1		

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

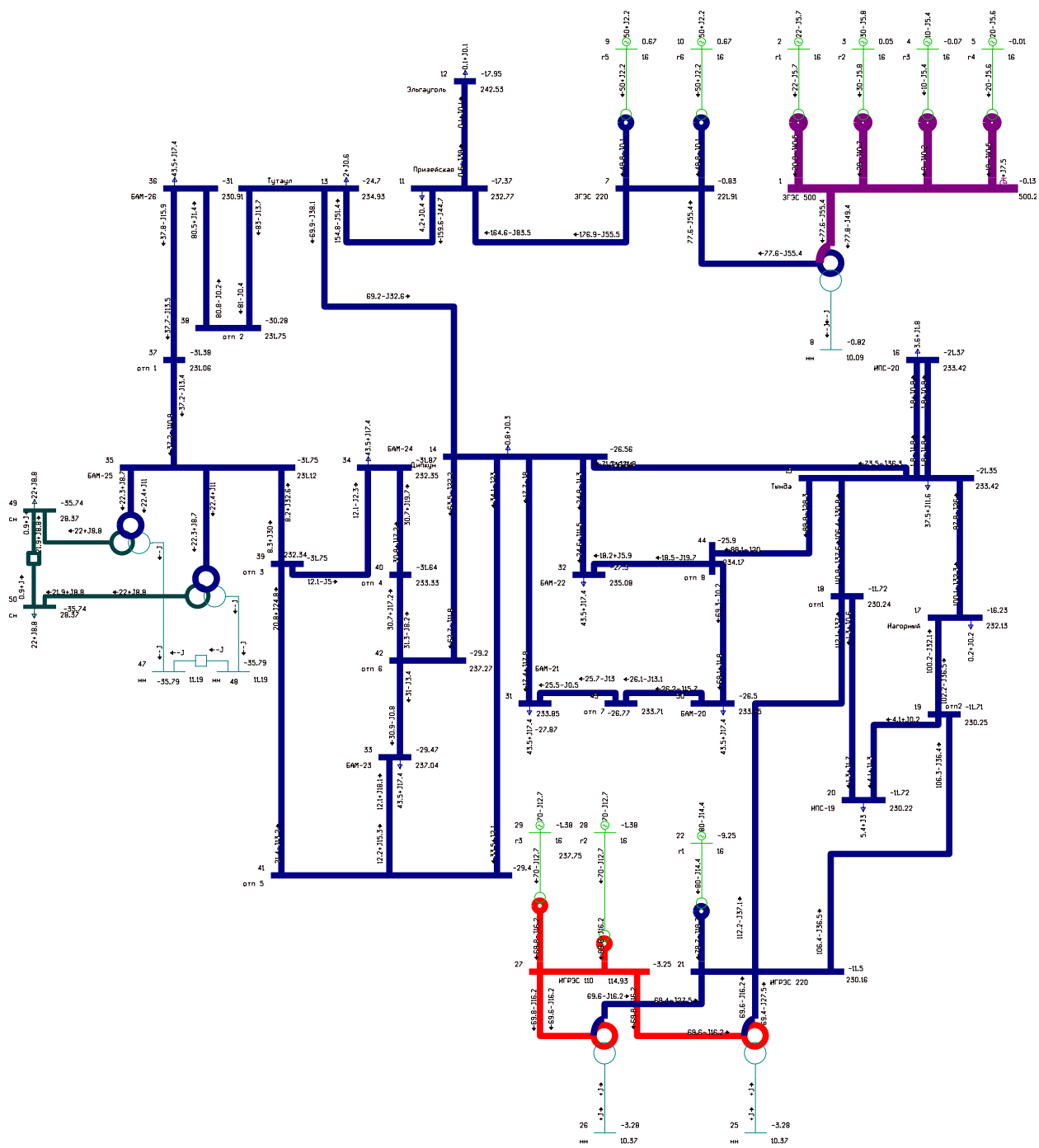
### Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Токовая нагрузка ЛЭП									
	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	7	11	ЗГЭС 220 - Призейская	482	458	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	70,9
2	11	12	Призейская - Эльгауголь	97		ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	14,2
3	11	13	Призейская - Тутаул	411	401	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	60,5
4	13	14	Тутаул - Дипкун	196	187	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	28,8
5	14	15	Дипкун - Тында	183	203	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	29,8
6	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	1,1
7	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	1,1
8	15	17	Тында - Нагорный	251	262	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	38,5
9	15	18	Тында - отп1	274	294	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	43,2
10	17	19	Нагорный - отп2	262	272	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	40,0
11	18	20	отп1 - НПС-19	4	5	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	0,9
12	19	20	отп2 - НПС-19	10	11	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	1,8
13	18	21	отп1 - НГРЭС 220	296	297	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	43,6
14	19	21	отп2 - НГРЭС 220	282	282	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	41,5
15	38	13	отп 2 - Тутаул	202	207	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	30,4
16	37	35	отп 1 - БАМ-25	99	97	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	14,5
17	35	39	БАМ-25 - отп 3	84	77	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	12,3
18	41	14	отп 5 - Дипкун	81	100	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	17,0
19	14	42	Дипкун - отп 6	164	155	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	27,8
20	40	42	отп 4 - отп 6	87	79	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	12,8
21	41	39	отп 5 - отп 3	61	81	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	11,8
22	41	33	отп 5 - БАМ-23	48	53	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	7,8
23	42	33	отп 6 - БАМ-23	76	75	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	11,2
24	39	34	отп 3 - БАМ-24	33	31	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	4,8
25	40	34	отп 4 - БАМ-24	87	91	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	15,4
26	37	36	отп 1 - БАМ-26	100	103	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	17,4
27	38	36	отп 2 - БАМ-26	201	201	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	29,6
28	14	31	Дипкун - БАМ-21	47	62	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	9,1
29	31	43	БАМ-21 - отп 7	63	71	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	10,5
30	15	44	Тында - отп 8	233	223	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	39,5
31	44	32	отп 8 - БАМ-22	67	47	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	11,3
32	32	14	БАМ-22 - Дипкун	67	61	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	9,8
33	43	30	отп 7 - БАМ-20	72	76	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	11,1
34	44	30	отп 8 - БАМ-20	171	171	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	25,1

Трансформаторы										
Общие										
Гр/Напряжения										
Графика										
Общие										
Потери										
	N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0
1	1		<не задано>	АТ		1	7	8		6
2	2		<не задано>	АТ		21	27	25		23
3	3		<не задано>	АТ		21	28	26		24
4			<не задано>	Зх-обм		35	49	47		45
5			<не задано>	Зх-обм		35	50	48		46

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

## Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin33

Узлы																		
	O	S	Тип	Номер ▲	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ЗГЭС 500	500		1					500,0			30,0	500,25	-0,14
2	<input type="checkbox"/>		База	2	г1	16		1			23,3	-5,4	16,0	-112,0	225,0		16,00	
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	г2	16		1			30,0	-5,5	16,0	-200,0	225,0		16,00	0,04
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	г3	16		1			10,0	-5,1	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,08
5	<input type="checkbox"/>		Ген	5	г4	16		1			20,0	-5,3	16,0	-200,0	225,0		16,00	-0,02
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	нейт	500		1									504,30	-0,84
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ЗГЭС 220	220		1									221,86	-0,85
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	нн	10		1									10,09	-0,84
9	<input type="checkbox"/>		Ген	9	г5	16		1			50,0	2,6	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	0,65
10	<input type="checkbox"/>		Ген	10	г6	16		1			50,0	2,6	16,0	-107,0	1 000,0		16,00	0,65
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Призейская	220		1	4,2	0,4							232,01	-17,55
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Эльгауголь	220		1	0,1	0,1							241,74	-18,13
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Тутаул	220		1	2,0	0,6							234,01	-25,00
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Дипкун	220		1	0,8	0,3							235,99	-26,91
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Тында	220		1	37,5	11,6							233,13	-21,76
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	НПС-20	220		1	3,6	1,8							233,13	-21,77
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Нагорный	220		1	0,2	0,2							232,18	-16,66
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	отп1	220		1									230,57	-12,19
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	отп2	220		1									230,58	-12,18
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	НПС-19	220		1	5,4	3,0							230,55	-12,20
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	НГЭС 220	220		1									230,50	-11,97
22	<input type="checkbox"/>		Ген	22	г1	16		1			80,0	-17,5	16,0	-100,0	200,0		16,00	-9,72
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	нейт	220		1									218,80	4,69
24	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	24	нейт	220		1										-3,28
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	нн	11		1									10,28	4,69
26	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	26	нн	11		1										-3,28
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	НГЭС 110	110		1									114,24	4,70
28	<input type="checkbox"/>		Ген	28	г2	16		1			70,0	0,3	16,0	-100,0	200,0		16,00	6,58
29	<input type="checkbox"/>		Ген	29	г3	16		1			70,0	0,3	16,0	-100,0	200,0		16,00	6,58
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	БАМ-20	220		1	43,5	17,4							232,83	-26,91
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	БАМ-21	220		1	43,5	17,4							233,10	-28,27
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	БАМ-22	220		1	43,5	17,4							234,28	-27,89
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	БАМ-23	220		1	43,5	17,4							236,00	-29,82
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	БАМ-24	220		1	43,5	17,4							231,13	-32,21
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	БАМ-25	220		1									229,89	-32,07
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	БАМ-26	220		1	43,5	17,4							229,70	-31,33
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	отп 1	220		1									229,84	-31,70
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	отп 2	220		1									230,57	-30,60
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	отп 3	220		1									231,12	-32,08
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	отп 4	220		1									232,12	-31,98
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	отп 5	220		1									236,71	-29,75
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	отп 6	220		1									236,25	-29,54
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	отп 7	220		1									233,06	-27,17
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	отп 8	220		1									233,58	-26,30
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	нейт	220		1									222,41	-36,11
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	нейт	220		1									222,41	-36,11
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	нн	11		1									11,12	-36,11
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	нн	11		1									11,12	-36,11
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	сн	28		1	22,0	8,8							28,20	-36,07
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	сн	28		1	22,0	8,8							28,20	-36,07

Трансформаторы × Общие × Гр/Напряжения × Общие × Потери ×												
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
1	220	39,67	33,98	1,45	3,44	0,80		-212,42	148,40	51,70	-416,62	4,11



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Ветви																				
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ЗГЭС 500 - г1	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			22	-10		28	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ЗГЭС 500 - г2	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			29	-10		36	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	4			ЗГЭС 500 - г3	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			9	-10		15	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	5			ЗГЭС 500 - г4	0,60	25,70	19,2	4,1	0,032			19	-10		25	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	6			ЗГЭС 500 - нейт	0,48	38,80	18,2	0,8				-79	48		107	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7			нейт - ЗГЭС 220	0,48				0,440			-79	54		110	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8			нейт - нн	2,40	296,00			0,020							
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ЗГЭС 220 - г5	0,60	25,70	19,2	4,1	0,072			50			130	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	10			ЗГЭС 220 - г6	0,60	25,70	19,2	4,1	0,072			50			130	
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ЗГЭС 220 - Призейская	17,90	78,80	-483,0	4,0				-178	53		485	71,3
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			Призейская - Эльгауголь	26,20	114,90	-707,0	5,9				-1	39		96	14,2
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	13			Призейская - Тутаул	9,48	41,50	-255,0	2,1				-161	44		416	61,1
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			Тутаул - Диккун	5,32	23,20	-145,3	1,2				-71	39		201	29,5
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Диккун - Тында	14,40	63,30	-389,0	3,2				71	-20		199	29,3
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тында - НПС-20	2,35	8,40	-50,0	0,4				-2	2		6	1,1
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16			Тында - НПС-20	2,35	8,40	-50,0	0,4				-2	2		6	1,1
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	17			Тында - Нагорный	10,47	45,80	-282,0	2,3				98	-24		259	38,1
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	18			Тында - отп1	17,64	77,20	-475,2	4,0				106	-29		291	42,8
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	19			Нагорный - отп2	8,82	38,60	-237,6	2,0				100	-30		270	39,7
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			отп1 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0	0,2				-1	-1		5	0,9
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	20			отп2 - НПС-19	0,98	3,50	-21,0	0,2				-4			11	1,8
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	21			отп1 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5	0,1				112	-35		294	43,2
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			отп2 - НГРЭС 220	0,39	1,70	-10,5	0,1				106	-35		280	41,1
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			НГРЭС 220 - г1	0,60	25,70	19,2	4,1	0,070			80	-22		207	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			138	-48		367	
26	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	21	24			НГРЭС 220 - нейт	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000							
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			нейт - нн	2,80	195,00			0,047							
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	24	26			нейт - нн	2,80	195,00			0,047							
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	27			нейт - НГРЭС 110	1,40				0,520			139	-6		367	
30	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	24	27			нейт - НГРЭС 110	1,40				0,520							
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			НГРЭС 110 - г2	0,15	6,10	85,3	13,6	0,140			70	-3		353	
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			НГРЭС 110 - г3	0,15	6,10	85,3	13,6	0,140			70	-3		353	
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	13			отп 2 - Тутаул	14,40	63,30	-389,0	3,2				81			207	30,4
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	35			отп 1 - БАМ-25	2,35	8,40	-50,0	0,4				-37	13		98	14,5
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	39			БАМ-25 - отп 3	2,35	8,40	-50,0	0,4				7	33		84	12,4
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	14			отп 5 - Диккун	17,64	77,20	-475,2	4,0				33	3		99	16,8
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	42			Диккун - отп 6	8,82	38,60	-237,6	2,0				-63	21		163	27,6
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	42			отп 4 - отп 6	17,90	78,80	-483,0	4,0				31	18		88	12,9
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	39			отп 5 - отп 3	26,20	114,90	-707,0	5,9				-21	13		81	11,9
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	33			отп 5 - БАМ-23	2,35	8,40	-50,0	0,4				-12	-15		53	7,8
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	42	33			отп 6 - БАМ-23	2,35	8,40	-50,0	0,4				-31	3		77	11,3
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	39	34			отп 3 - БАМ-24	2,35	8,40	-50,0	0,4				-13	5		35	5,2
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	34			отп 4 - БАМ-24	2,35	8,40	-50,0	0,4				-31	-18		91	15,4
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	36			отп 1 - БАМ-26	2,35	8,40	-50,0	0,4				37	-13		101	17,1
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	36			отп 2 - БАМ-26	2,35	8,40	-50,0	0,4				-81			202	29,8
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	31			Диккун - БАМ-21	17,64	77,20	-475,2	4,0				-18	8		62	9,1
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	43			БАМ-21 - отп 7	8,82	38,60	-237,6	2,0				26			71	10,4
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	44			Тында - отп 8	10,47	45,80	-282,0	2,3				-90	27		232	39,3
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	32			отп 8 - БАМ-22	17,64	77,20	-475,2	4,0				-18	19		65	11,1
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	14			БАМ-22 - Диккун	8,82	38,60	-237,6	2,0				25	11		68	10,0
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	30			отп 7 - БАМ-20	2,35	8,40	-50,0	0,4				26	-12		74	10,9
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	44	30			отп 8 - БАМ-20	2,35	8,40	-50,0	0,4				-70	-1		172	25,3
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	45			БАМ-25 - нейт	3,90	165,00	8,3	1,3	1,000			-22	-11		62	
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	46			БАМ-25 - нейт	3,90	165,00	8,3	1,3	1,000			-22	-11		62	
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			нейт - сн	3,90				0,127			-22	-9		62	
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	46	50			нейт - сн	3,90				0,127			-22	-9		62	
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	47			нейт - нн	3,90	125,00			0,050							
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	46	48			нейт - нн	3,90	125,00			0,050							
59	<input type="checkbox"/>		Выкл	49	50			сн - сн											1	
60	<input type="checkbox"/>		Выкл	47	48			нн - нн												

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Токовая нагрузка ЛЭП									
	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	7	11	ЭГЭС 220 - Призейская	485	461	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	71,3
2	11	12	Призейская - Эльгауголь	96		ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	14,2
3	11	13	Призейская - Тутаул	416	406	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	61,1
4	13	14	Тутаул - Дипкун	201	192	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	29,5
5	14	15	Дипкун - Тында	180	199	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	29,3
6	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	1,1
7	15	16	Тында - НПС-20	6	5	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	1,1
8	15	17	Тында - Нагорный	249	259	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	38,1
9	15	18	Тында - отп1	272	291	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	42,8
10	17	19	Нагорный - отп2	260	270	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	39,7
11	18	20	отп1 - НПС-19	4	5	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	0,9
12	19	20	отп2 - НПС-19	10	11	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	1,8
13	18	21	отп1 - НГРЭС 220	294	294	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	43,2
14	19	21	отп2 - НГРЭС 220	279	280	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	41,1
15	38	13	отп 2 - Тутаул	202	207	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	30,4
16	37	35	отп 1 - БАМ-25	98	96	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	14,5
17	35	39	БАМ-25 - отп 3	84	78	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	12,4
18	41	14	отп 5 - Дипкун	82	99	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	16,8
19	14	42	Дипкун - отп 6	163	155	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	27,6
20	40	42	отп 4 - отп 6	88	78	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	12,9
21	41	39	отп 5 - отп 3	60	81	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	11,9
22	41	33	отп 5 - БАМ-23	48	53	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	7,8
23	42	33	отп 6 - БАМ-23	77	77	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	11,3
24	39	34	отп 3 - БАМ-24	35	33	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	5,2
25	40	34	отп 4 - БАМ-24	88	91	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	15,4
26	37	36	отп 1 - БАМ-26	98	101	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	17,1
27	38	36	отп 2 - БАМ-26	202	202	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	29,8
28	14	31	Дипкун - БАМ-21	49	62	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	9,1
29	31	43	БАМ-21 - отп 7	63	71	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	10,4
30	15	44	Тында - отп 8	232	222	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	39,3
31	44	32	отп 8 - БАМ-22	65	47	ВН	<input type="checkbox"/>	590,0	11,1
32	32	14	БАМ-22 - Дипкун	68	63	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	10,0
33	43	30	отп 7 - БАМ-20	71	74	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	10,9
34	44	30	отп 8 - БАМ-20	172	172	ВН	<input type="checkbox"/>	680,0	25,3
							<input type="checkbox"/>		



ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$K_{\text{инфл}} := 5.52$                       Вариант 1

**Капиталовложения в строительство линий**

$k_{220.1\text{цепь}} := 1310 \text{ тыс.руб/км}^2$      $k_{220.2\text{цепи}} := 2195 \text{ тыс.руб/км}^2$

$K_{\text{вл}} := (k_{220.1\text{цепь}} \cdot 272.7) + (k_{220.2\text{цепи}} \cdot 13) = 3.858 \times 10^5$

$K_{\text{вл}} = 3.85772 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

**Капиталовложения на вырубку просеки**

$K_{\text{прос}} := 110 \text{ тыс.руб/км}$

$K_{\text{прос.сум}} := K_{\text{прос}} \cdot 178.7 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.085 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

**Капиталовложения в ОРУ**

$K_{\text{ору.доб.яч}} := 12500 \cdot 10 = 1.25 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

$K_{\text{ору.тяга}} := 212000 \cdot 6 = 1.272 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$

**Суммарные вложения в ОРУ**

$K_{\text{ору.сумм}} := (K_{\text{ору.доб.яч}} + K_{\text{ору.тяга}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 7.71144 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$

**Капиталовложения в трансформаторы**

$K_{\text{ТР}} := 12000 \cdot 12 = 1.44 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

$K_{\text{ТР.сумм}} := (K_{\text{ТР}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 7.9488 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

**Капиталовложения в постоянные затраты**

$K_{\text{пост.сумм}} := 35000 \cdot 6 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.159 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$

**Суммарные капиталовложения в ПС**

$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{ТР.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{прос.сум}}$

$K_{\text{пс}} = 9.774 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$

**Общие капиталовложения**

$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{вл}} \quad K_{\text{об}} = 1.016 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

**Издержки на ремонт и эксплуатацию**

$\alpha_{\text{ТЭОВЛ}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{ТЭОПС}} := 0.05$

$I_{\text{РЭИ}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{ТЭОПС}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{ТЭОВЛ}} = 4.92 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

**Издержки на амортизационные отчисления**

$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{25} + \frac{K_{\text{вл}}}{15} = 4.167 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$T_{\max} := 5500 \quad T_{\text{год}} := 24 \cdot 365 = 8.76 \times 10^3$$

$$R_{\text{тр}} := 3.9 \text{ Ом} \quad X_{\text{тр}} := 165 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{тр}} := R_{\text{тр}} + X_{\text{тр}} \cdot i = 3.9 + 165i \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{тр}} := \sqrt{\text{Re}(Z_{\text{тр}})^2 + \text{Im}(Z_{\text{тр}})^2} = 165.046$$

$$\Delta P_{\text{xx}} := 66 \cdot 10^{-3} \text{ МВт} \quad \Delta Q_{\text{xx}} := 440 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{\text{xx}} := \Delta P_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{xx}}i = 0.066 + 0.44i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{xx}} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{\text{xx}})^2 + \text{Im}(\Delta S_{\text{xx}})^2} = 0.445 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{ном}} := 220 \text{ кВ}$$

$$P_{\text{ПС1.эф}} := 45.3 \text{ МВт} \quad Q_{\text{ПС1.эф}} := 17.4$$

$$\Delta W_{\text{трПС1}} := \Delta S_{\text{xx}} \cdot T_{\text{год}} + \left[ \frac{(P_{\text{ПС1.эф}}^2 + Q_{\text{ПС1.эф}}^2) \cdot Z_{\text{тр}} \cdot T_{\text{год}}}{U_{\text{ном}}^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{трПС1}} = 7.424 \times 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{ТΣ}} := \Delta W_{\text{трПС1}} \cdot 6 = 4.454 \times 10^5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ТΣ}} = 4.454 \times 10^5$$

Потери в ВЛ

$$R_{\text{уд}} := 0.098 \text{ Ом/км}$$

$$P := 261 \text{ МВт} \quad Q := 104.4 \text{ Мвар}$$

$$\Delta W := \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уд}} \cdot 1250 \cdot T_{\text{год}} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W = 1.752 \times 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{кор220}} := 2 \cdot (23 \cdot 10^{-6} \cdot 220^2 \cdot 350) = 779.24$$

$$\Delta W_{220} := \Delta W + (\Delta W_{\text{кор220}} \cdot 10^{-3}) + \Delta W_{\text{ТΣ}} = 4.472 \times 10^5$$

$$c_0 := 2.45 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{220} = 1.096 \times 10^6$$

$$I := I_{ам} + I_{РЭИ} + I_{\Delta W} = 2.004 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.1 \cdot K_{об} + I = 3.02 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант 2

Капиталовложения в строительство линий

$$k_{220,1цепь} := 1310 \quad \text{тыс.руб/км}^2 \quad k_{220,2цепи} := 2195 \quad \text{тыс.руб/км}^2$$

$$K_{вл} := (k_{220,1цепь} \cdot 272.7) + (k_{220,2цепи} \cdot 13) = 3.858 \times 10^5$$

$$K_{вл} = 3.85772 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{прос} := 110 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{прос.сум} := K_{прос} \cdot 178.7 \cdot K_{инфл} = 1.085 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ору.тяга} := 212000 \cdot 6 = 1.272 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{ору.сумм} := K_{ору.тяга} \cdot K_{инфл} = 7.02144 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{тр} := 12000 \cdot 12 = 1.44 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{тр.сумм} := (K_{тр}) \cdot K_{инфл} = 7.9488 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{пост.сумм} := 35000 \cdot 6 \cdot K_{инфл} = 1.159 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{пс} := K_{пост.сумм} + K_{тр.сумм} + K_{ору.сумм} + K_{прос.сумм}$$

$$K_{пс} = 9.084 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{об} := K_{пс} + K_{вл} \quad K_{об} = 9.47 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{тэовл} := 0.0085 \quad \alpha_{тэопс} := 0.05$$

$$I_{рЭИ} := K_{пс} \cdot \alpha_{тэопс} + K_{вл} \cdot \alpha_{тэовл} = 4.575 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{ам} := \frac{K_{пс}}{25} + \frac{K_{вл}}{15} = 3.891 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$T_{max} := 5500 \quad T_{год} := 24 \cdot 365 = 8.76 \times 10^3$$

$$Z_{тр} := R_{тр} + X_{тр} \cdot i = 3.9 + 165i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{тр} := \sqrt{\text{Re}(Z_{тр})^2 + \text{Im}(Z_{тр})^2} = 165.046$$

$$\Delta P_{xx} := 66 \cdot 10^{-3} \quad \text{МВт} \quad \Delta Q_{xx} := 440 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta S_{xx} := \Delta P_{xx} + \Delta Q_{xx}i = 0.066 + 0.44i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{xx} := \sqrt{\text{Re}(\Delta S_{xx})^2 + \text{Im}(\Delta S_{xx})^2} = 0.445 \quad \text{МВА}$$

$$U_{ном} := 220 \quad \text{кВ}$$

$$P_{ПС1.эф} := 45.3 \quad \text{МВт} \quad Q_{ПС1.эф} := 17.4$$

$$\Delta W_{трПС1} := \Delta S_{xx} \cdot T_{год} + \left[ \frac{(P_{ПС1.эф}^2 + Q_{ПС1.эф}^2) \cdot Z_{тр} \cdot T_{год}}{U_{ном}^2} \right]$$

$$\Delta W_{трПС1} = 7.424 \times 10^4 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{T\Sigma} := \Delta W_{трПС1} \cdot 6 = 4.454 \times 10^5 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{T\Sigma} = 4.454 \times 10^5$$

Потери в ВЛ

$$R_{уд} := 0.098 \quad \text{Ом/км}$$

$$Q := 104.4 \quad \text{Мвар}$$

$$\Delta W := \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{уд} \cdot 1250 \cdot T_{год} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W = 1.752 \times 10^3 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{кор220} := 2 \cdot (23 \cdot 10^{-6} \cdot 220^2 \cdot 350) = 779.24$$

$$\Delta W_{220} := \Delta W + (\Delta W_{кор220} \cdot 10^{-3}) + \Delta W_{T\Sigma} = 4.472 \times 10^5$$

$$c_0 := 2.45 \quad \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{220} = 1.096 \times 10^6$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рЭИ}} + I_{\Delta W} = 1.942 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_2 := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I = 2.889 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

Узлы/Несим/МД														
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном							
1	<input type="checkbox"/>			у	1	ЭГЭС 500	500	30	<input type="checkbox"/>		у	30	БАМ-20	220
2	<input type="checkbox"/>			у	2	г1	16	31	<input type="checkbox"/>		у	31	БАМ-21	220
3	<input type="checkbox"/>			у	3	г2	16	32	<input type="checkbox"/>		у	32	БАМ-22	220
4	<input type="checkbox"/>			у	4	г3	16	33	<input type="checkbox"/>		у	33	БАМ-23	220
5	<input type="checkbox"/>			у	5	г4	16	34	<input type="checkbox"/>		у	34	БАМ-24	220
6	<input type="checkbox"/>			у	6	нейт	500	35	<input type="checkbox"/>		у	35	БАМ-25	220
7	<input type="checkbox"/>			у	7	ЭГЭС 220	220	36	<input type="checkbox"/>		у	36	БАМ-26	220
8	<input type="checkbox"/>			у	8	нн	10	37	<input type="checkbox"/>		у	37	отп 1	220
9	<input type="checkbox"/>			у	9	г5	16	38	<input type="checkbox"/>		у	38	отп 2	220
10	<input type="checkbox"/>			у	10	г6	16	39	<input type="checkbox"/>		у	39	отп 3	220
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Призейская	220	40	<input type="checkbox"/>		у	40	отп 4	220
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Эльгауголь	220	41	<input type="checkbox"/>		у	41	отп 5	220
13	<input type="checkbox"/>			у	13	Тутаул	220	42	<input type="checkbox"/>		у	42	отп 6	220
14	<input type="checkbox"/>			у	14	Дилкун	220	43	<input type="checkbox"/>		у	43	отп 7	220
15	<input type="checkbox"/>			у	15	Тында	220	44	<input type="checkbox"/>		у	44	отп 8	220
16	<input type="checkbox"/>			у	16	НПС-20	220	45	<input type="checkbox"/>		у	45	нейт	220
17	<input type="checkbox"/>			у	17	Нагорный	220	46	<input type="checkbox"/>		у	46	нейт	220
18	<input type="checkbox"/>			у	18	отп1	220	47	<input type="checkbox"/>		у	47	нн	11
19	<input type="checkbox"/>			у	19	отп2	220	48	<input type="checkbox"/>		у	48	нн	11
20	<input type="checkbox"/>			у	20	НПС-19	220	49	<input type="checkbox"/>		у	49	сн	28
21	<input type="checkbox"/>			у	21	НГРЭС 220	220	50	<input type="checkbox"/>		у	50	сн	28
22	<input type="checkbox"/>			у	22	г1	16		<input type="checkbox"/>					
23	<input type="checkbox"/>			у	23	нейт	220		<input type="checkbox"/>					
24	<input type="checkbox"/>			у	24	нейт	220		<input type="checkbox"/>					
25	<input type="checkbox"/>			у	25	нн	11		<input type="checkbox"/>					
26	<input type="checkbox"/>			у	26	нн	11		<input type="checkbox"/>					
27	<input type="checkbox"/>			у	27	НГРЭС 110	110		<input type="checkbox"/>					
28	<input type="checkbox"/>			у	28	г2	16		<input type="checkbox"/>					
29	<input type="checkbox"/>			у	29	г3	16		<input type="checkbox"/>					

Генератор/Несим x Состав/Несим x											
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	35					1,0821	-84,14

Генератор/Несим x Состав/Несим x											
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	49					7,0080	-87,34

Генератор/Несим x Состав/Несим x											
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	47					15,6934	-89,42

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

### Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

Ветви/Неом/МД													
	O	S	Тип	s0	tp0	N_нач	N_кон	N_п	Название	r0	x0	b0	g0
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	2		ЗГЭС 500 - r1	0,600	19,210	19,210	4,100
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	3		ЗГЭС 500 - r2	0,600	19,210	19,210	4,100
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	4		ЗГЭС 500 - r3	0,600	19,210	19,210	4,100
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	5		ЗГЭС 500 - r4	0,600	19,210	19,210	4,100
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	6		ЗГЭС 500 - нейт	0,480	18,200	18,200	0,840
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		нейт - ЗГЭС 220	0,480			
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	8		нейт - нн	2,400	296,000		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		ЗГЭС 220 - r5	0,600	25,700	19,210	4,100
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	10		ЗГЭС 220 - r6	0,600	25,700	19,210	4,100
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	7	11		ЗГЭС 220 - Призейская	17,900	236,400	-483,000	4,000
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	11	12		Призейская - Эльгауголь	26,200	344,700	-707,000	5,900
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	11	13		Призейская - Тутаул	9,480	124,500	-255,000	2,120
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	13	14		Тутаул - Диккун	5,320	69,600	-145,300	1,200
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	15		Диккун - Тында	14,400	189,900	-389,000	3,200
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	16		Тында - НПС-20	2,350	25,200	-50,000	0,360
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	16		Тында - НПС-20	2,350	25,200	-50,000	0,400
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	17		Тында - Нагорный	10,470	137,400	-282,000	2,300
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	18		Тында - отп1	17,640	231,600	-475,200	3,960
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	17	19		Нагорный - отп2	8,820	115,800	-237,600	1,980
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	18	20		отп1 - НПС-19	0,980	10,500	-21,000	0,200
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	19	20		отп2 - НПС-19	0,980	10,500	-21,000	0,200
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	18	21		отп1 - НГРЭС 220	0,392	5,100	-10,500	0,100
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	19	21		отп2 - НГРЭС 220	0,392	5,100	-10,500	0,100
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	21	22		НГРЭС 220 - r1	0,600	25,700	19,210	4,100
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	21	23		НГРЭС 220 - нейт	1,400	104,000	5,950	0,850
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	21	24		НГРЭС 220 - нейт	1,400	104,000	5,950	0,850
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	23	25		нейт - нн	2,800	195,000		
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	24	26		нейт - нн	2,800	195,000		
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	23	27		нейт - НГРЭС 110	1,400			
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	24	27		нейт - НГРЭС 110	1,400			
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	27	28		НГРЭС 110 - r2	0,150	18,300	85,300	13,600
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	27	29		НГРЭС 110 - r3	0,150	18,300	85,300	13,600
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	28	13		отп 2 - Тутаул	14,400	189,900	-389,000	3,200
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	37	35		отп 1 - БАМ-25	2,350	25,200	-50,000	0,360
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	35	39		БАМ-25 - отп 3	2,350	25,200	-50,000	0,400
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	41	14		отп 5 - Диккун	17,640	231,600	-475,200	3,960
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	42		Диккун - отп 6	8,820	115,800	-237,600	1,980
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	40	42		отп 4 - отп 6	17,900	236,400	-483,000	4,000
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	41	39		отп 5 - отп 3	26,200	344,700	-707,000	5,900
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	41	33		отп 5 - БАМ-23	2,350	25,200	-50,000	0,360
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	42	33		отп 6 - БАМ-23	2,350	25,500	-50,000	0,400
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	39	34		отп 3 - БАМ-24	2,350	25,200	-50,000	0,360
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	40	34		отп 4 - БАМ-24	2,350	25,200	-50,000	0,400
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	37	36		отп 1 - БАМ-26	2,350	25,200	-50,000	0,360
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	38	36		отп 2 - БАМ-26	2,350	25,200	-50,000	0,400
46	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	31		Диккун - БАМ-21	17,640	231,600	-475,200	3,960
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	31	43		БАМ-21 - отп 7	8,820	115,800	-237,600	1,980
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	44		Тында - отп 8	10,470	137,400	-282,000	2,300
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	44	32		отп 8 - БАМ-22	17,640	231,600	-475,200	3,960
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	32	14		БАМ-22 - Диккун	8,820	115,800	-237,600	1,980
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	43	30		отп 7 - БАМ-20	2,350	25,200	-50,000	0,400
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	44	30		отп 8 - БАМ-20	2,350	25,500	-50,000	0,400
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	35	45		БАМ-25 - нейт	3,900	165,000	8,320	1,250
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	35	46		БАМ-25 - нейт	3,900	165,000	8,300	1,300
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	45	49		нейт - сн	3,900			
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	46	50		нейт - сн	3,900			
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	45	47		нейт - нн	3,900	125,000		
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	46	48		нейт - нн	3,900	125,000		