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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«____»_____20___г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Хабаровского края в связи с подключением подстанции Джигдаси-тяговая

Исполнитель
студент группы 742-об2 _____ (подпись, дата) К.В. Жевкович

Руководитель
доцент, канд.техн.наук _____ (подпись, дата) А.А. Казакул

Консультант по
безопасности и
экологичности,
канд.техн.наук _____ (подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент _____ (подпись, дата) И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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
«_____»_____202_ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Жевкович Кристины Вадимовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Хабаровского края в связи с подключением подстанции Джигдаси-тяговая.
(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2 Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021

3 Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема и программа развития Хабаровского края на 2021-2025 годы, схема сети Хабаровского края, режимная схема.

4 Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ сети, анализ режима сети, разработка вариантов подключения, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, оценка экологичности проекта.

5 Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _6 листов графической части,14 рисунков, 36 таблиц.

6 Консультанты по выпускной квалификационной работе А.Б. Булгаков, канд.техн.наук, доцент, консультант по безопасности и экологичности

7 Дата выдачи задания_21.03.2021___

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.А. Казакул, канд.техн.наук, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):_____21.03.2021_____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с., 14 рисунков, 36 таблиц, 85 формул, 5 приложений, 31 источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант подключения тяговой подстанции Джигдаси в Хабаровском крае.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Для подключаемой подстанции выбраны тип, количество и мощность силовых трансформаторов; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; разработано заземление и молниезащита подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения 7

Введение 8

1 Характеристика реконструируемой сети 10

1.1 Климатическая характеристика района строительства 10

1.2 Анализ электрической сети 11

1.3 Характеристика потребителя 18

1.4 Анализ режима существующей сети 22

2 Разработка вариантов развития электрической сети 33

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок 33

2.2 Разработка вариантов подключения объекта 35

2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов 36

3 Реконструкция сети в связи с подключением ПС Джигдаси-тяговая 42

3.1 Разработка однолинейной схемы подключаемой ПС 42

3.2 Выбор сечения линий электропередачи 42

3.3 Выбор трансформаторной мощности 44

3.4 Выбор компенсирующих устройств 49

3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети 50

4 Расчёт токов короткого замыкания 60

5 Выбор оборудования РУ ВН 66

5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС 66

5.2 Выбор и проверка выключателей 66

5.3 Выбор и проверка разъединителей 70

5.4 Выбор ячеек КРУ 71

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 73

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 76

5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН 78

5.8 Выбор высокочастотных заградителей 79
6 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС 81
6.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления 81
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты 87
6.3 Выбор и проверка ОПН 89
7 Защита трансформатора на ПС Джигдаси-тяговая 92
7.1 Общие сведения о защитах трансформатора 92
7.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов 92
7.3 Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора 94
7.4 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т3» 95
7.5 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора 97
7.6 Расчет уставок максимальной токовой защиты 106
7.7 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора 112
7.8 Газовая защита трансформатора 114
7.9 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т3» 114
8 Безопасность и экологичность 116
8.1 Безопасность 116
8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок 116
8.1.22 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ 117
8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ 117
8.2 Экологичность 118
8.3 Чрезвычайные ситуации 122
Заключение 124
Библиографический список 125
Приложение А – Расчёт режима в ПВК RastrWin 126

Приложение Б – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок 134
Приложение В – Экономический расчет в ПВК MathCad 15 143
Приложение Г – Расчет режима в выбранном варианте развития сети в ПВК RastrWin3 146
Приложение Д – Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin3 164

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

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.

Грузовые перевозки выполняются всеми видами транспорта и учитываются в тоннах перевозимого груза (по отправлению) и в тонно-километрах (по грузообороту). Пассажирские перевозки также осуществляются практически всеми видами транспорта; бывают дальние, пригородные и городские пассажирские перевозки.

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.

Железные дороги включают в себя инженерные сооружения и различные технические устройства и средства, обеспечивающие своевременное, полное и качественное удовлетворение потребностей населения и народного хозяйства в перевозках. Сюда входят:

- железнодорожный путь;
- подвижной состав (локомотивы и вагоны);
- сооружения локомотивного и вагонного хозяйства;
- сооружения и устройства сигнализации, связи и вычислительной техники;
- электро- и водоснабжение;
- железнодорожные станции и узлы.

Бесперебойная и безаварийная работа такого многоотраслевого хозяйства требует взаимоувязанной и слаженной работы всех звеньев.

В рамках развития Восточного полигона планируется строительство тяговой подстанции Джигдаси в Хабаровском крае [2].

Для написания выпускной квалификационной работы выбрана тема: «Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Хабаровского края в связи с подключением подстанции Джигдаси-тяговая»

Данная тема актуальна, поскольку с развитием и ростом количества участков железных дорог происходит увеличение мощности, необходимой для их стабильной работы.

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта для подключения ПС Джигдаси-тяговая.

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 ПС;
- Выбор основного оборудования на проектируемой ПС;
- Проектирование плана ПС;
- Разработка заземления и молниезащиты;
- Выбор и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора.
- Оценка безопасности и экологичности проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MSWord, ПВК RastrWin 3, ПВК MathCad 15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

1.1 Климатическая характеристика района строительства

Хабаровский край — субъект Российской Федерации, расположен на Дальнем Востоке России. Административный центр — город Хабаровск.

Хабаровский край образован 20 октября 1938 года указом Президиума Верховного Совета СССР «О разделении Дальневосточного края на Хабаровский и Приморский края».

Граничит на севере с Магаданской областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Амурской областью, на юго-западе с Еврейской автономной областью и КНР, на юго-востоке с Приморским краем.

С севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные — Шантарские. Общая протяжённость береговой линии — около 2500 км, включая острова — 3390 км.

Край занимает территорию площадью 787633 км²—3-е (4-е) место среди субъектов Российской Федерации. Население края — 1302918 человек (2021) [2].

Часть южной границы Хабаровского края является государственной границей России с КНР.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	V
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160

Продолжение таблицы 1

1	2
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I

Таблица 2 – Температуры воздуха в рассматриваемом районе

Наименование	Показатели
Среднегодовая, ºС	-1
Минимальная, ºС	-48,8
Максимальная, ºС	41

1.2 Анализ рассматриваемой сети

Подключение ПС Джигдаси-тяговая осуществляется на территории Хабаровского края. Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

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

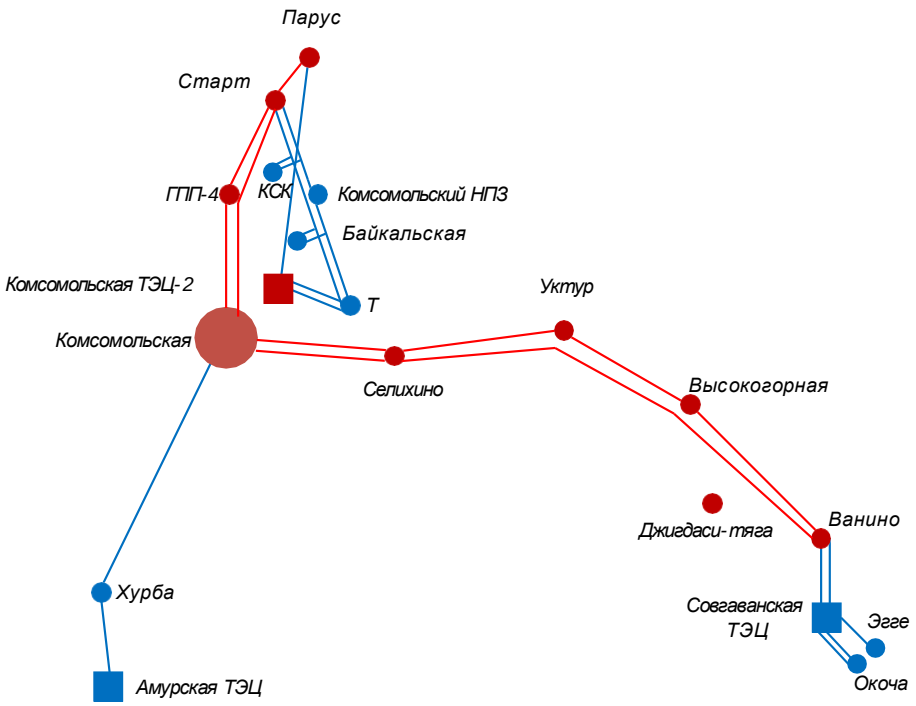


Рисунок 1 – Участок рассматриваемой сети

На данный момент требуемый участок сети состоит из следующих элементов:

Таблица 3 – Воздушные линии

№	ЛЭП	Марка провода	Длина, км
220 кВ			
1.	Комсомольская – Селихино (2 цепи)	АС-240	56,3
2.	Селихино – Уктур	АС-300	139,5
3.	Уктур – Высокогорная	АС-300	1,6
4.	Высокогорная – Ванино	АС-300	191,8
5.	Селихино – Ванино	АС-300	330
6.	Комсомольская – ГПП 4	АС-400 АС-300	17,3 3,4
7.	Комсомольская – Старт (1 цепь)	АС-400	31,3
8.	Комсомольская – Старт (2 цепь)	АС-400 АС-300	17,2 14,1
9.	Отп. ГПП 4	АС-300	4,1
10.	Старт – Парус	АС-300	21,5
110 кВ			
11.	Комсомольская ТЭЦ-2 – Т (2 цепи)	АС-185	10,3
12.	Комсомольская – Хурба	АС-150	11,96
13.	Хурба – Амурская ТЭЦ	АС-150	21,12
14.	Амурская ТЭЦ – Комсомольская	АС-150	33,08
15.	СГТЭЦ – Ванино (2 цепи)	АСК-240	37,413
16.	Парус – Комсомольский НПЗ	АС-150	18,5
17.	Комсомольский НПЗ – Т	АС-185	5,1
18.	Отп. КСК (2 цепи)	АС-95	1,82
19.	Отп. Байкальская (2 цепи)	АС-150	1,9
20.	СГТЭЦ – Эгге	АСК-240	2,45
21.	СГТЭЦ – Окоча (2 цепи)	АСК-240	14,174
22.	Отп. Парус	АС-185	0,16

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

Таблица 4 – Трансформаторы

Место установки	Трансформаторы
1	2
ПС 110 кВ Хурба	ТДТН-16000/110 ТДТН-10000/110
ПС 110 кВ Т	3хТДТН-40000/110

Продолжение таблицы 4

1	2
ПС 500 кВ Комсомольская	1хАТДЦТН-125000/220/110 1хАТДЦТН-63000/220/110 1х 3хАОДЦТН-167000/500/220
ПС 220 кВ ГПП-4	2хТДН-160000/220
ПС 220 кВ Старт	2хАТДЦТН-125000/220/110
ПС 220 кВ Парус	2хАТДЦТН-63000/220/110
ПС 220 кВ Селихино	1хАТДЦТН-63000/220/110 1х ТДТН-16000/110
ПС 220 кВ Уктур	1хТДТН-25000/220
ПС 220 кВ Высокогорная	2хТДТН-25000/220
ПС 220 кВ Ванино	2хАТДЦТН-125000/220/110
ПС 110 кВ КСК	ТДТН-16000/110
ПС 110 кВ Комсомольский НПЗ	2хТРДН-25000/110
ПС 110 кВ Байкальская	2хТДТН-25000/110
ПС 110 кВ Окоча	2хТДТН-25000/110
ПС 110 кВ Эгге	2хТДТН-25000/110

Проведем обзорную характеристику источников питания.

Электроснабжение потребителей на территории Хабаровского края осуществляет АО «ДГК» (филиал «Хабаровская генерация»). Установленная мощность электростанций на территории Хабаровского края на 01.01.2020 составила 2231,3 МВт, в том числе установленная мощность электростанций Объединенного энергорайона – 2100,7 МВт, Николаевского энергорайона – 130,6 МВт [2].

В период 2015-2019 гг. произошло снижение установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края за счет вывода из эксплуатации оборудования МУП "Хорская ТЭЦ" 01.06.2017 в объеме 5 МВт. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Хабаровского края по состоянию на представлена на рисунке 2.

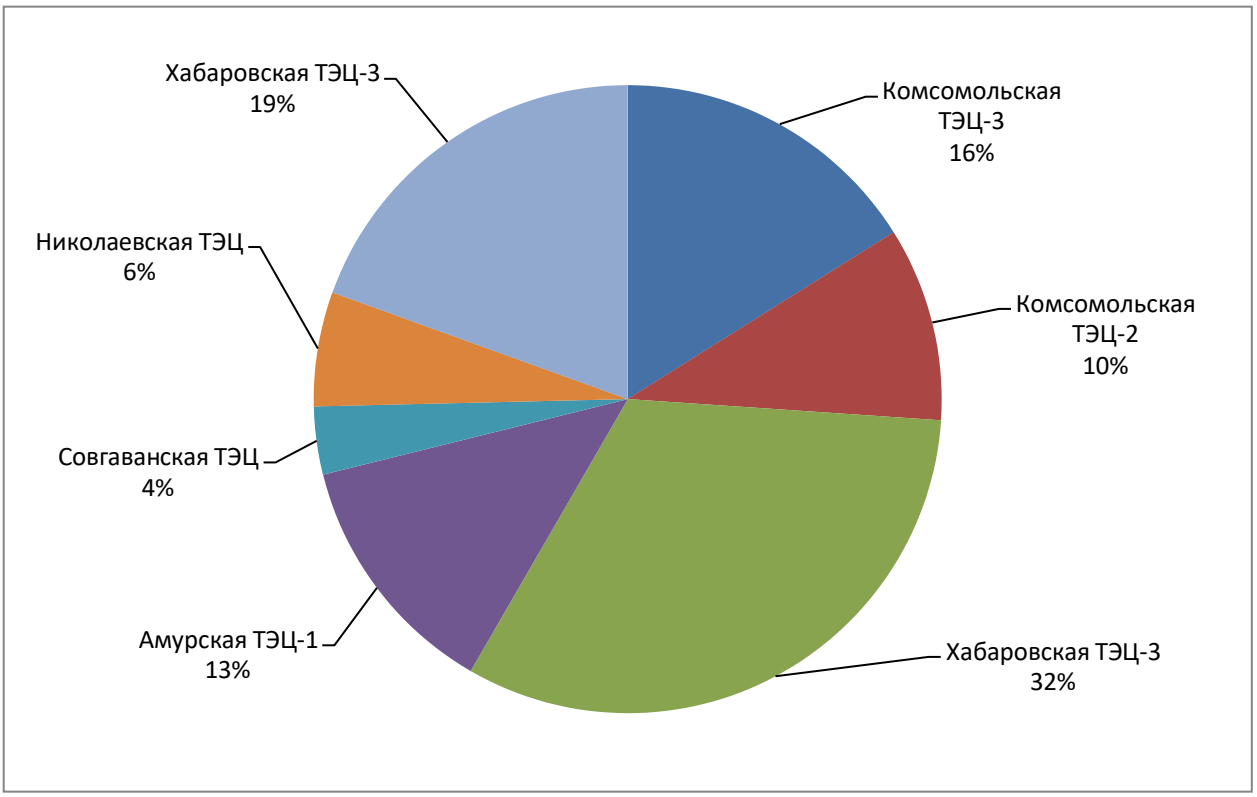


Рисунок 2 – Структура установленной мощности электростанций Хабаровского края

Источниками питания на рассматриваемом участке сети являются Амурская ТЭЦ, Комсомольская ТЭЦ-2 и Совгаванская ТЭЦ.

Амурская ТЭЦ-1 — тепловая электростанция в городе Амурске, Хабаровский край. Основной источник энерго- и теплоснабжения Амурска. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Хабаровская генерация» [4].

Амурская ТЭЦ-1 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 285 МВт, установленная тепловая мощность — 1169 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением пара 100 кгс/см² и температурой 540°С (турбоагрегаты № 1-4) и давлением пара 140 кгс/см² и температурой 560°С (турбоагрегат № 5). В

качестве топлива используется каменный и бурый уголь различных месторождений (для всех энергетических котлоагрегатов), природный газ сахалинских месторождений (3 из 9 энергетических котлоагрегатов), мазут (водогрейные котлы). Основное оборудование станции включает в себя:

Турбоагрегат № 1 мощностью 25 МВт, в составе турбины ПР-25-90/8,5/1,2 с генератором ТВС-32, введён в 1980 году;

Турбоагрегат № 2 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1967 году;

Турбоагрегат № 3 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1968 году;

Турбоагрегат № 4 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1974 году;

Турбоагрегат № 5 мощностью 80 МВт, в составе турбины ПТ-80/100-130/13 с генератором ТВФ-120-2, введён в 1987 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают 9 энергетических котлов: пять БКЗ-220-100Ф, два БКЗ-220-100-9 и два БКЗ-210-140. Также в состав станции входит центральная водогрейная котельная, в которой установлены четыре водогрейных котла КВГМ-100, работающих на мазуте; в связи с дороговизной топлива и избыточностью тепловой мощности станции, эти котлы не эксплуатируются и находятся на консервации. Система технического водоснабжения оборотная, с использованием градирен. Выдача электроэнергии станции в энергосистему производится с закрытых распределительных устройств (ЗРУ) напряжением 35 и 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Эльбан (С-87);

ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Падали — Эльбан (С-88);

ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Комсомольская (С-71);

ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Хурба (С-72);

ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — ЛДК (С-89);

ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Амурмаш — ЛДК (С-90);

ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 — Центральная (2 цепи);

ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 — КТПН — Городская (2 цепи);

ВЛ 35 кВ Амурская ТЭЦ-1 — АГМК (2 цепи).

Комсомольская ТЭЦ-2 — тепловая электростанция в городе Комсомольске-на-Амуре, Хабаровский край. Входит в состав филиала «Хабаровская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро). Организационно в состав структурного подразделения Комсомольская ТЭЦ-2 на правах цеха входит также Комсомольская ТЭЦ-1. Одна из старейших электростанций на Дальнем Востоке России (введена в эксплуатацию в 1935 году) [5].

Комсомольская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 197,5 МВт, установленная тепловая мощность — 545 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением 90 кгс/см² и температурой 540°С (турбоагрегаты № 5 и 6) и с давлением 130 кгс/см² и температурой 540°С (турбоагрегаты № 7 и 8). В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений, а также каменный и бурый уголь различных месторождений. Основное оборудование станции включает в себя:

Турбоагрегат № 5 мощностью 27,5 МВт, в составе турбины Т-27,5-90 с генератором ТВС-30, введён в 1963 году;

Турбоагрегат № 6 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1964 году;

Турбоагрегат № 7 мощностью 50 МВт, в составе турбины Т-55-130 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1969 году;

Турбоагрегат № 8 мощностью 50 МВт, в составе турбины Т-55-130 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1970 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают 3 котла БКЗ-160-100Ф и 4 котла БКЗ-210-140Ф. Система технического водоснабжения прямоточная, с использованием воды из реки Амур. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через закрытое распределительное устройство (ЗРУ) напряжением 110 кВ и открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — Комсомольская ТЭЦ-1, 2 цепи (С-83, С-84);

ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Т (С-85);

ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Т с отпайкой на ПС Парус (С-86);

ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Багерная — ЭТЗ (Т-160);

ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС ТН — ЭТЗ (Т-167).

Совгаванская ТЭЦ (— тепловая электростанция в г. Советская Гавань Советско-Гаванского района Хабаровского края. Одна из самых современных электростанций России, введена в эксплуатацию в 2020 году. Принадлежит ПАО «РусГидро» [6].

Совгаванская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 126 МВт, тепловая мощность — 200 Гкал/час, проектная среднегодовая выработка электроэнергии — 630 млн кВт·ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо — каменный уголь марки Г Ургальского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя два турбоагрегата мощностью по 63 МВт, каждый из которых включает в себя турбину Т-63-13/0,25 и генератор ТФ-63-2У3. Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла Е-210-13,8-560. Производитель паровых турбин — Калужский турбинный завод, генераторов — предприятие «Элсиб», котлов — предприятие «Красный котельщик». Система водоснабжения — оборотная, с использованием вентиляторной градирни СВГ-324-3. Станция оборудована

электрофильтрами с эффективностью 99,6 % и дымовой трубой высотой 150 м. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Окоча (2 цепи);

ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Ванино (2 цепи);

ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Эгге.

Совгаванская ТЭЦ — новый энергообъект Хабаровского края, который должен заместить устаревшую и изношенную Майскую ГРЭС и стать источником энергии для дальнейшего развития Советско-Гаванского промышленно-транспортного узла, где предполагается построить многопрофильный портовый и судоремонтный центры, контейнерные и угольные терминалы, а также развивать переработку рыбы и морепродуктов. Прогнозируемое в связи с этим увеличение грузопотока по БАМу потребует бесперебойной подачи электричества. Также новая ТЭЦ обеспечит централизованное теплоснабжение города Советская Гавань, вытеснив малоэкономичные и неэкологичные котельные, а также впервые обеспечит подачу воды в город в течение всего года.

1.3 Характеристика потребителя

За период с 2015 по 2019 годы спрос на электроэнергию по энергосистеме Хабаровского края вырос на 6,9% (по отношению к показателю 2014 года) при среднегодовых темпах прироста 1,34%. Наиболее значительные приросты отмечаются в 2018-2019 годы, что обусловлено, главным образом, ростом производства в металлургическом секторе, а также увеличением объёмов перекачки нефти по трубопроводу ВСТО. В структуре потребления электроэнергии более 40% приходится на сферу услуг и население, в т.ч. 23% - сфера услуг, 18% - население [2].

Структура энергопотребления Хабаровского края представлена на рисунке 3.

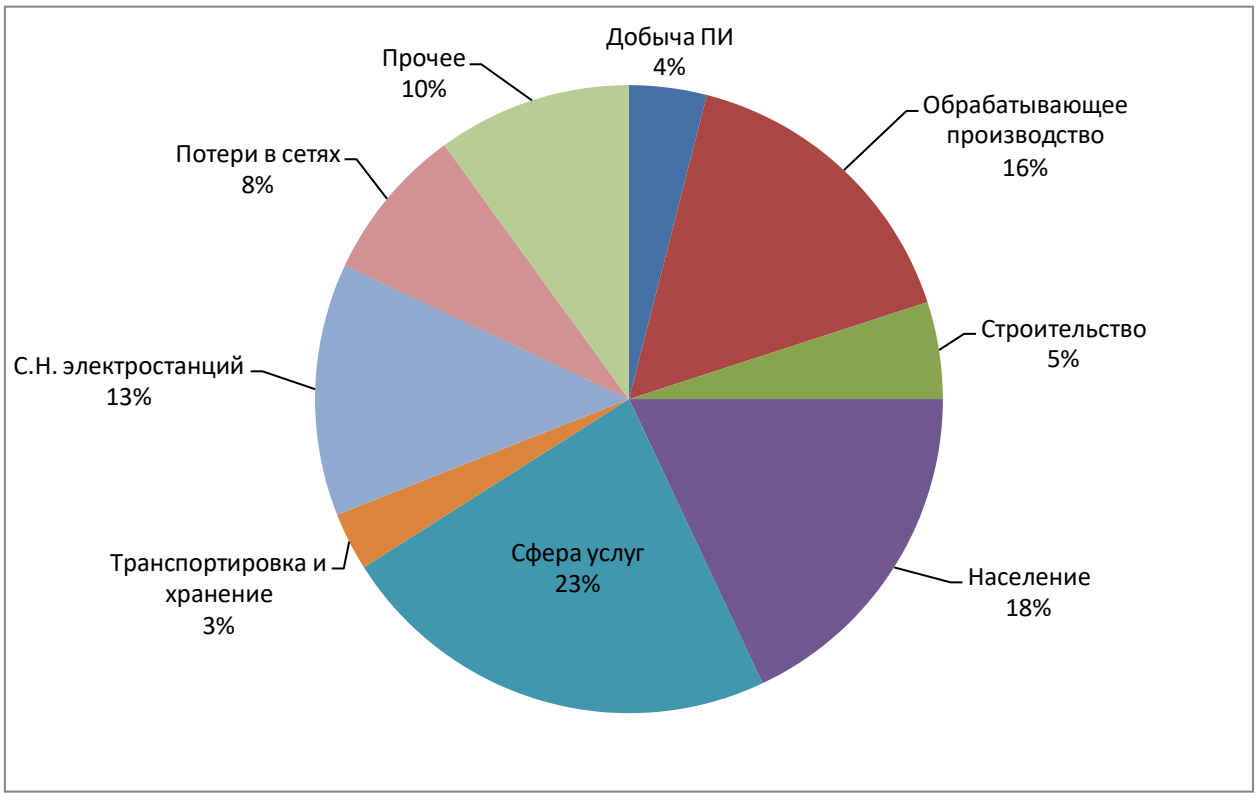


Рисунок 3 – Структура энергопотребления Хабаровского края

Наиболее крупные потребители в энергосистеме представлены в основном предприятиями обрабатывающей промышленности и транспорта.

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.

По состоянию на 2020 год, входила в тройку крупнейших транспортных компаний мира. Крупнейший работодатель России. По состоянию на 2021 год в компании работают 711 тыс. человек, что составляет 1,2 % от общего числа занятых в экономике России.

В 2018 году компания заняла в рейтинге глобальной конкурентоспособности второе место по грузообороту, четвёртое место — по пассажирообороту, первое место по безопасности движения[1], энергоэффективности и защите окружающей среды.

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 %). По объёму выручки от реализации продукции ОАО «РЖД» в 2019 году занимает 5-е место в рейтинге крупнейших компаний России.

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 троятся 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.

Электрическая энергия поступает в распределительное устройство, если напряжение сети составляет 110 или 220 кВ, то поступает в трансформатор на понижение.

Далее с трансформатора электроэнергия поступает на тяговый трансформатор, далее на преобразователь. С преобразователя ток подается на основную систему шин и распределяется по контактной сети с помощью быстродействующих автоматов.

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.

Питание может осуществляться как по двум самостоятельным линиям от двух источников, либо от одного источника с резервированием от второго через кабельную перемычку между подстанциями. В первом случае каждая линия должна быть рассчитана на всю нагрузку одной подстанции, так как одна из линий всегда находится в резерве, во втором случае линия должна быть рассчитана на полную нагрузку двух подстанций, а кабельная перемычка – одной.

Вторая схема питания наиболее распространена в системе электроснабжения метрополитенов страны, так как является более экономичной, а также обеспечивает надёжность и удобство в оперативной работе.

Для электроснабжения понизительных подстанций применяются централизованные схемы, которые могут быть двух видов:

Питание по радиальным линиям – такая схема применялась на первых участках строительства Московского метрополитена, но из-за необходимости в большом количестве кабелей и ячеек распределительных устройств была принята другая схема.

Питание по линиям и перемычкам – более экономически целесообразная схема, обладающая достаточной надёжностью при объединении в группы нескольких понизительных подстанций.

Каждая из них имеет две самостоятельные секции шин 6—10 кВ, которые в нормальном режиме работают раздельно, получая питание от разных источников энергосистемы через шины двух тяговых подстанций. Повреждение любой питающей линии не приводит к перерыву электроснабжения. При необходимости обе секции шин могут быть объединены секционным выключателем.

1.4 Анализ режима существующей сети

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПВК RastrWin3.

Расчет производится для части энергосистемы Хабаровского края.

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:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}\,, \tag{4}$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \tag{5}$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}; \tag{6}$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1. \tag{7}$$

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:

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

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

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

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

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
Комсомольская - Селихино	6,812	24,29	-146	0,15	
Комсомольская - Селихино	6,812	24,29	-146	0,15	
Селихино - Уктур	13,6	59,8	-368	0,6	
Уктур - Высокогорная	0,157	0,686	-4,2	0,1	
Высокогорная - Ванино	18,7	82,2	-506,3	0,8	
Комсомольская - Старт	2,3	13,1	-86	0,1	
Комсомольская - Старт	2,3	13,1	-86	0,1	
Парус - Старт	2,1	9,2	-56	0,1	
Ванино - нейт Ванино	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Ванино - нейт Ванино	0,55	59,2	11,8	1,2	1
нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,52
нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,52
нейт Ванино - нн Ванино	3,2	131			0,06
нейт Ванино - нн Ванино	3,2	131			0,06
Старт - нейт Старт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Старт - нейт Старт	0,55	59,2	11,8	1,2	1
нейт Старт - сн Старт	0,48				0,5
нейт Старт - сн Старт	0,48				0,5
нейт Старт - нн Старт	3,2	131			0,05
нейт Старт - нн Старт	3,2	131			0,05
Комсомольская - нейт Комс	1,4	194	5,95	0,8	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт Комс - сн Комс	1,4				0,5
нейт Комс - сн Комс	0,48				0,5
нейт Комс - нн Комс	2,8	195,6			0,05
нейт Комс - нн Комс	3,2	131			0,05
Парус - нейт Парус	1,4	194	5,95	0,8	1
Парус - нейт парус	1,4	194	6	0,8	1
нейт Парус - сн Парус	1,4				0,52
нейт парус - сн Парус	1,4				0,52
нейт Парус - нн Парус	2,8	195,6			0,05
нейт парус - нн Парус	2,8	195,6			0,05
КТЭЦ-2 - Т	1,6	4,2	-28		
КТЭЦ-2 - отп Парус	0,1	0,6	-0,4		
отп Парус - Т	1,5	4,1	-27,5		
сн Комс - Хурба	2,3	5	-32,2		
АТЭЦ - Хурба	4,1	8,8	-57		
СГТЭЦ - сн Ванино	4,4	15,1	-104	0,1	
СГТЭЦ - сн Ванино	4,4	15,1	-104	0,1	
Т - отп Байкальская	0,8	2,1	-14		
Т - отп Байкальская	0,8	2,1	-14		
отп Байкальская - КНПЗ	0,5	0,25	-3		
отп Байкальская - отп КСК	0,1	0,2	-3		
КНПЗ - отп КСК	0,2	0,4	-3,5		
отп КСК - сн Старт	3,6	7,7	-49		
отп КСК - сн Старт	3,6	7,7	-49		
отп Парус - сн Парус	0,026	0,06	-0,44		
СГТЭЦ - Окоча	1,6	5,7	-39,5		
СГТЭЦ - Окоча	1,6	5,7	-39,5		
СГТЭЦ - Эгге	0,29	0,99	-6,8		
отп КСК - КСК	4,3	3,1	-36,8		
отп КСК - КСК	4,3	3,1	-36,8		
отп Байкальская - Байкальская	7,4	15,7	-100,1		
отп Байкальская - Байкальская	7,4	15,7	-100,1		
СГТЭЦ - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,09
СГТЭЦ - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,09
КТЭЦ-2 - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г3	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г4	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г3	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г4	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
АТЭЦ - г5	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
Комсомольская - ГПП-4	1,5	8,8	-56	0,1	
отп ГПП-4 - ГПП-4	0,4	1,7	-108	0,1	
Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,2	-45,8	0,1	
отп ГПП-4 - Старт	1,3	6	-37,2	0,1	
Селихино - Ванино	32,34	141,5	-871	0,5	

Таблица 6 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ
		$P_н$, МВт	$Q_н$, МВар	$P_г$, МВт	$Q_г$, МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Комсомольская	220	0,5	1,1			
ГПП-4	220	52,2	17,7			
Старт	220	0	0			
Парус	220	0	0			
Селихино	220	43,7	26			
Уктур	220	1,4	0,2			
Высокогорная	220	4,9	0,2			
Ванино	220	89,5	40,3			
Хурба	110	7,9	2,5			
Т	110	32,1	11,8			
КСК	110	1,4	0,6			
КНПЗ	110	33,3	12,6			
Байкальская	110	7,7	2,7			
Окоча	110	23	11,1			
Эгге	110	18,1	8,1			
СГТЭЦ	110					
г1	10			32	20,3	10
г2	10			40	13,6	10
КТЭЦ-2	110					
г1	10			20	22,5	10
г2	10			20	22,5	10
г3	10			30	14	10
г4	10			30	14	10
АТЭЦ	110					
г1	10			40	-2,47	10
г2	10			40	-2,47	10
г3	10			16	17,7	10
г4	10			30	5,9	10
г5	10			40	-2,4	10
нейт Ванино	220					

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
нейт Ванино	220					
сн Ванино	110					
нн Ванино	10					
нейт Старт	220					
нейт Старт	220					
сн Старт	110	1,7	0,4			
нн Старт	10					
нейт Комс	220					
нейт Комс	220					
сн Комс	110					
нн Комс	10					
нейт Парус	220					
нейт парус	220					
сн Парус	110	1,6	5,2			
нн Парус	10					
отп ГПП-4	220					
отп КСК	110					
отп КСК	110					
отп Парус	110					
отп Байкальская	110					
отп Байкальская	110					

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 $I/I_{доп}$, %
1	2	3	4	5
Комсомольская - Селихино	99,88776	101,3383	610	16,6
Комсомольская - Селихино	99,88776	101,3383	610	16,6
Селихино - Уктур	52,60867	59,47552	610	8,6
Уктур - Высокогорная	56,24057	56,54051	690	8,2
Высокогорная - Ванино	46,50571	102,4717	690	14,9
Комсомольская - Старт	24,31185	17,81782	690	2,9
Комсомольская - Старт	24,31185	17,81782	835	2,9
Парус - Старт	43,57142	41,91594	835	6,3
КТЭЦ-2 - Т	278,9501	279,6066	690	54,8
КТЭЦ-2 - отп Парус	327,9877	327,9962	510	64,3
отп Парус - Т	242,9478	243,691	510	47,8
сн Комс - Хурба	467,851	468,0021	510	76,7
АТЭЦ - Хурба	506,5316	506,5441	610	83

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
СГТЭЦ - сн Ванино	175,6236	172,8202	610	28,8
СГТЭЦ - сн Ванино	175,6236	172,8202	610	28,8
Т - отп Байкальская	219,7711	220,1291	610	43,2
Т - отп Байкальская	137,2203	137,5676	510	27
отп Байкальская - КНПЗ	208,183	208,2657	510	40,8
отп Байкальская - отп КСК	114,9767	115,0632	510	22,6
КНПЗ - отп КСК	35,69605	35,84733	510	7
отп КСК - сн Старт	88,49135	90,27373	510	17,7
отп КСК - сн Старт	56,64376	58,3059	510	11,4
отп Парус - сн Парус	88,8615	88,86338	510	17,4
СГТЭЦ - Окоча	65,70331	66,76607	510	10,9
СГТЭЦ - Окоча	65,70331	66,76607	610	10,9
СГТЭЦ - Эгге	103,2045	103,3817	610	16,9
отп КСК - КСК	28,98482	29,28887	610	8,9
отп КСК - КСК	22,48444	22,13787	330	6,8
отп Байкальская - Байкальская	13,88266	14,60716	330	3,3
отп Байкальская - Байкальская	23,92697	25,29923	445	5,7
Комсомольская - ГПП-4	38,02196	38,84745	445	4,7
отп ГПП-4 - ГПП-4	94,28612	98,60114	835	14,3
Комсомольская - отп ГПП-4	25,71589	24,92544	690	3,1
отп ГПП-4 - Старт	70,30483	68,92792	835	10,2
Селихино - Ванино	43,67202	104,1237	690	15,1

Большая часть ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%). Линии электропередачи, подходящие к ПС Хурба, имеют повышенные значения токовой загрузки.

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

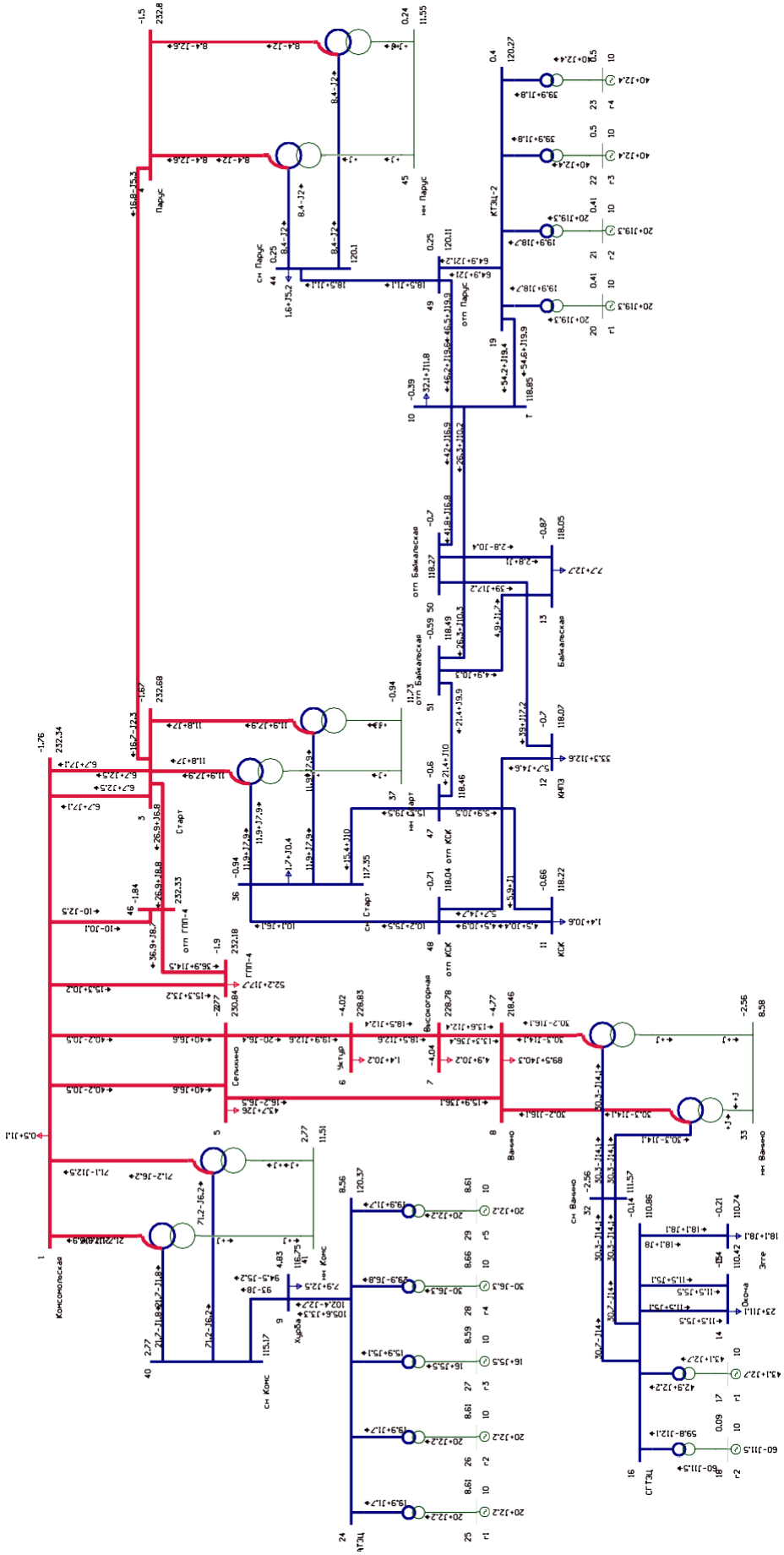


Рисунок 4 – Схема потокораспределения действующей сети

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

Таблица 8 – Потери активной мощности на участке

Uном	ΔP, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Pxx, МВт	P кор., МВт
220	1,99	1,2	0,19	0,44	0,16
110	7,89	6,58	0,57	0,74	

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 9,88 МВт, что составляет 3% от генерируемой в сети мощности (329 МВт). Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки. Большая часть потерь приходится на потери на участок сети напряжением 220 кВ.

Рассмотрим послеаварийный режим. Для этого отключим ВЛ Ванино - Селихино, так как именно на этой территории находится подключаемый объект. В послеаварийном режиме рассмотрим потери и токовую загрузку ЛЭП.

Таблица 9 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$, %
1	2	3	4	5
Комсомольская - Селихино	102,0484	106,8416	610	17,5
Комсомольская - Селихино	102,0484	106,8416	610	17,5
Селихино - Уктур	91,46224	104,1137	610	15,1
Уктур - Высокогорная	100,6694	100,9148	690	14,6
Высокогорная - Ванино	89,69236	133,6033	690	19,4
Комсомольская - Старт	30,62029	21,94087	690	3,7
Комсомольская - Старт	30,62029	21,94087	835	3,7
Парус - Старт	40,78606	40,80249	835	5,9
КТЭЦ-2 - Т	287,6427	288,4082	690	56,6
КТЭЦ-2 - отп Парус	338,3591	338,3701	510	66,3
отп Парус - Т	250,0888	250,9256	510	49,2
сн Комс - Хурба	468,6164	468,6612	510	76,8
АТЭЦ - Хурба	507,7487	507,9352	610	83,3
СГТЭЦ - сн Ванино	161,2192	161,7192	610	26,5
СГТЭЦ - сн Ванино	161,2192	161,7192	610	26,5
Т - отп Байкальская	227,8768	228,2901	610	44,8

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Т - отп Байкальская	145,6596	146,1056	510	28,6
отп Байкальская - КНПЗ	216,7556	216,8501	510	42,5
отп Байкальская - отп КСК	124,6297	124,7395	510	24,5
КНПЗ - отп КСК	48,3758	48,56643	510	9,5
отп КСК - сн Старт	99,5779	101,7381	510	19,9
отп КСК - сн Старт	67,41406	69,61975	510	13,7
отп Парус - сн Парус	89,49712	89,50518	510	17,6
СГТЭЦ - Окоча	65,76768	66,82953	510	11
СГТЭЦ - Окоча	65,76768	66,82953	610	11
СГТЭЦ - Эгге	103,3024	103,4794	610	17
отп КСК - КСК	29,07378	29,43697	610	8,9
отп КСК - КСК	22,64042	22,2181	330	6,9
отп Байкальская - Байкальская	13,86792	14,6575	330	3,3
отп Байкальская - Байкальская	23,98879	25,32772	445	5,7
Комсомольская - ГПП-4	38,46417	38,51528	445	4,6
отп ГПП-4 - ГПП-4	96,19555	101,0254	835	14,6
Комсомольская - отп ГПП-4	27,91162	25,83495	690	3,3
отп ГПП-4 - Старт	74,76223	72,77229	835	10,8
Селихино - Ванино			690	

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

Таблица 11 – Потери активной мощности в послеаварийном режиме

Uном	ΔP, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Pxx, МВт	P кор., МВт
220	2,31	1,57	0,19	0,43	0,13
110	7,93	6,59	0,59	0,74	

Суммарные потери активной мощности на участке в послеаварийном режиме составляют 10,24 МВт (3,11% от генерируемой мощности). Количество потерь активной мощности увеличилось в послеаварийном режиме. 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.

В данном разделе была дана климатическая характеристика района проектирования, проведет анализ сети, электрического режима и потребителя.

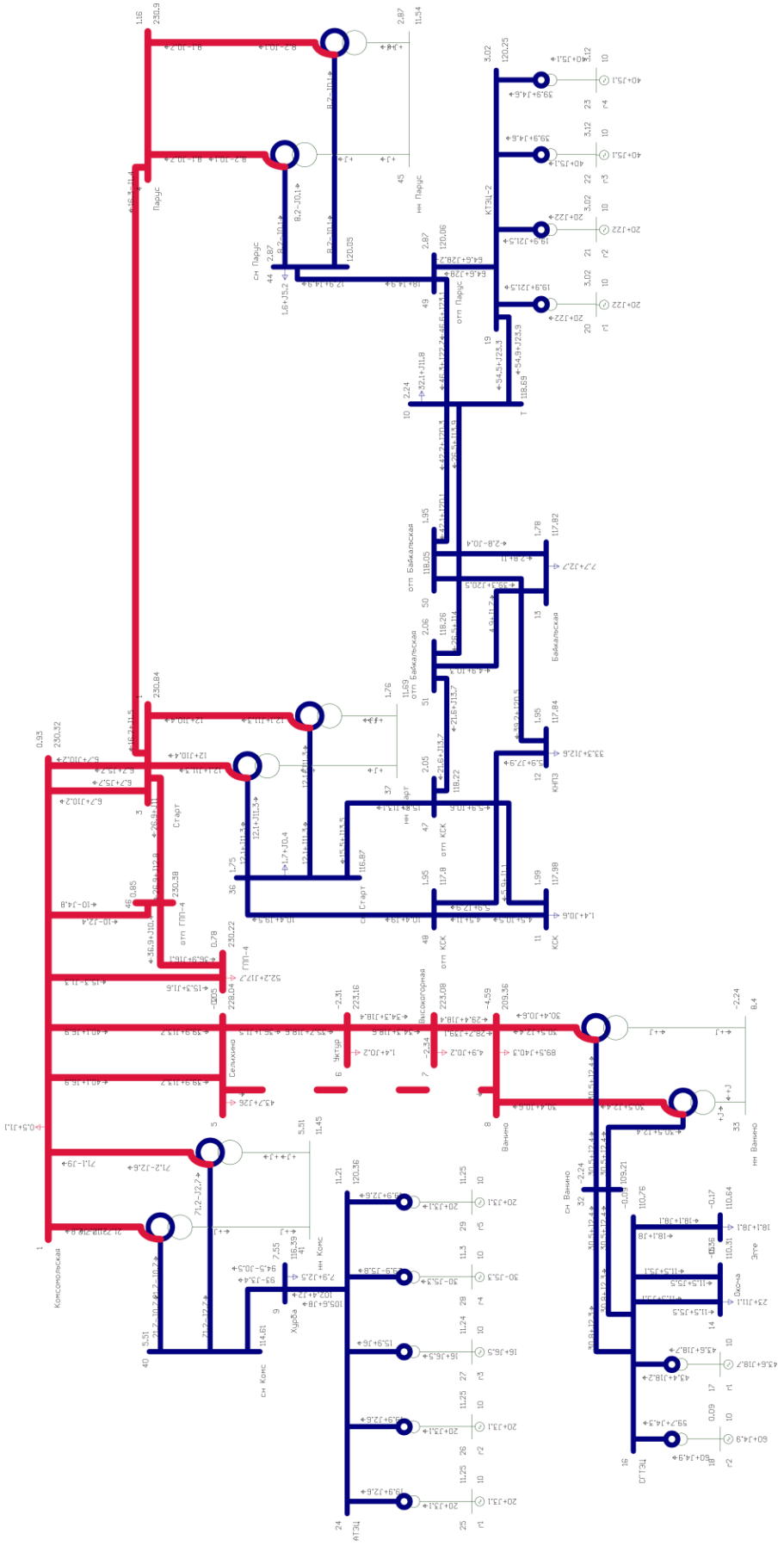


Рисунок 5 – Послеаварийный режим существующей сети

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и 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.

Существует два предполагаемых варианта развития электрической сети в связи с подключением ПС Джигдаси-тяговая: в рассечку ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино; отпайкой от ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино и ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино.

Рассчитаем прогнозные нагрузки на рассматриваемом участке сети. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2021 г. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении Г.

Таблица 12 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
1	2	3	4
Хурба	7,9	2,5	0,31
Т	32,1	11,8	0,36
Комсомольская	0,5	1,1	2,2
ГПП-4	52,2	17,7	0,33
Старт	1,7	0,4	0,23
Парус	1,6	5,2	3,25
Селихино	43,7	26	0,59
Уктур	1,4	0,2	0,142
Высокогорная	4,9	0,2	0,04
Ванино	89,5	40,3	0,45
КСК	1,4	0,6	0,42
Комсомольский НПЗ	33,3	12,6	0,37

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Байкальская	7,7	2,7	0,35
Окоча	23	11,1	0,48
Эгге	18,1	8,1	0,44

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

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

$$P_{эф} = P_{ср} \cdot k_{ф}, \quad (11)$$

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

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

$k_{ф}$ – коэффициент формы, равный 1,1.

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

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

где ε – относительный прирост электрической нагрузки;

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

$t_{б}$ – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

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

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

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 13 сведём рассчитанные прогнозируемые нагрузки.

Таблица 13 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2030 г

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{СР}, МВт$	$P_{ЭФ}, МВт$	$P_{ПРОГ}, МВт$
Хурба	8,84	10,21	9,15
Т	35,95	41,5	37,2
Комсомольская	0,56	0,64	0,58
ГПП-4	58,46	67,48	60,51
Старт	1,9	2,1	1,9
Парус	1,7	2	1,8
Селихино	48,9	56,5	50,6
Уктур	1,5	1,8	1,6
Высокогорная	5,4	6,3	5,6
Ванино	100,2	115,7	103,7
КСК	1,3	1,8	1,6
Комсомольский НПЗ	37,3	43	38,6
Байкальская	8,6	9,9	8,9
Окоча	1,7	2	1,8
Эгге	20,2	23,4	20,9

2.2 Разработка вариантов подключения объекта.

В зависимости от взаимного расположения подстанций и источников питания, разрабатываются к рассмотрению два варианта конфигурации электрической сети с учетом принципов проектирования. Варианты развития представлены на рисунках 6 и 7.

На схеме № 1 ПС Джигдаси-тяговавая подключается в рассечку ВЛ Высокогорная – Ванино. Длина ВЛ для подключения равна 2х0,5 км.

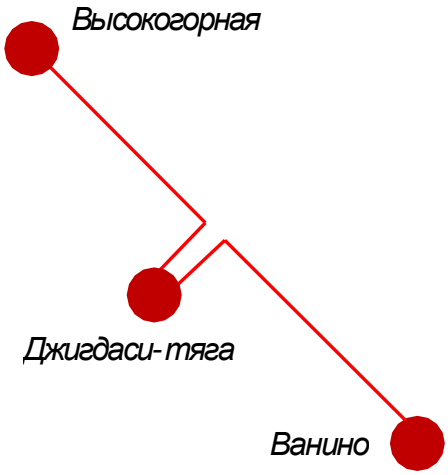


Рисунок 6 – Схема подключения № 1

По схеме № 2 подключение ПС Джигдаси-тяговая производится в отпайку ВЛ Высокогорная – Ванино и ВЛ Селихино – Ванино. Требуемая длина воздушной линии для подключения 2х0,5 км.

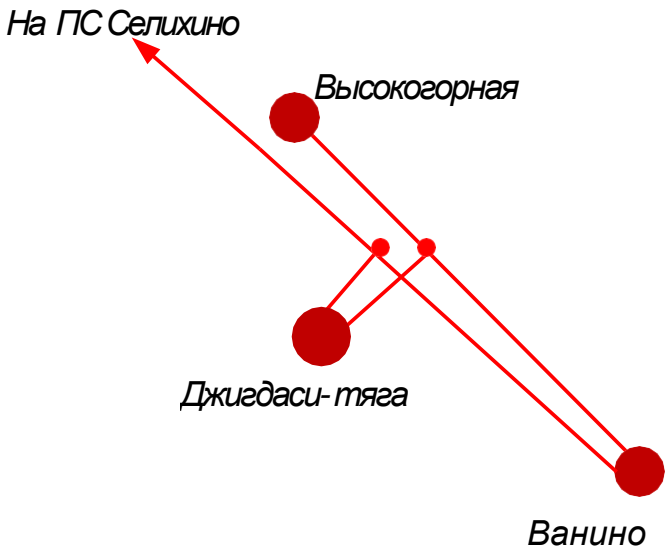


Рисунок 7 – Схема подключения № 2

Для определения оптимального варианта подключения требуется провести технико-экономическое сравнение предложенных вариантов

2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($К_{инфл}$=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 $К_{ТР}$ – стоимость трансформатора, которая пропорционально зависит от мощности и номинального напряжения;

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

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

$К_{ПОСТ}$ – 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_{Σ} – 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:

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

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{\left(P^{З}_{ЭФ}\right)^2 + \left(Q^{З}_{ЭФ}\right)^2}{U^2_{НОМ}} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{З} + \frac{\left(P^{Л}_{ЭФ}\right)^2 + \left(Q^{Л}_{ЭФ}\right)^2}{U^2_{НОМ}} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{Л} + \Delta W_{К}, \qquad (18)$$

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

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

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W = \Delta P_К \cdot L_{\Sigma}, \qquad (19)$$

где $\Delta P_К$ – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения (для ВЛ 220 кВ $0{,}14\times10^{-3}$ МВт·ч/км).

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{\left(P^{З}_{ЭФ}\right)^2 + \left(Q^{З}_{ЭФ}\right)^2}{2\times U^2_{НОМ}} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{З} + \frac{\left(P^{Л}_{ЭФ}\right)^2 + \left(Q^{Л}_{ЭФ}\right)^2}{2\times U^2_{НОМ}} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{Л} + 2\cdot\Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г}, \qquad (20)$$

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

R_{TP} – активное сопротивление установленного трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в установленном трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$ – годовое количество часов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети включают в себя:

1) издержки на эксплуатацию и ремонт ($И_{РЭО}$);

2) амортизационные издержки ($И_{АМ}$);

3) стоимость потерь электроэнергии ($И_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

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

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

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

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

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

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

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$С_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент $С_{\Delta W}$ = 1,8 руб/кВт×ч [9].

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

$$И = И_{РЭО} + И_{АМ} + И_{\Delta W} \quad (24)$$

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:

$$З = Е \cdot К + И \quad (25)$$

где Е – норматив дисконтирования;

К – капиталовложения, требуемы на сооружение или реконструкцию электрической сети;

И – издержки.

Результаты расчета экономической оставляющей проекта внесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Приведенные затраты

Варианты развития	Капиталовложения, К, млн.руб	Приведенные затраты З, млн.руб	Издержки на потери электроэнергии $И_{\Delta W}$, млн.руб
1	1488	284	1,947
2	1495	286	1,945

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{287 - 280}{287} \cdot 100 = 2,4\ \%$$

Так как погрешность меньше 5 %, для рассмотрения принимается вариант с меньшими издержками на потери, то есть вариант подключения 2 – в рассечку ВЛ Ванино – Высокогорная.

Расчеты капиталовложений приведены в приложении В.

В данном разделе была проведена разработка вариантов развития электрической сети и выбор варианта подключения ПС Джигдаси-тяговая на основе технико-экономического расчета.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС ДЖИГДАСИ-ТЯГОВАЯ

3.1 Разработка однолинейной схемы подключаемой ПС

В данной выпускной квалификационной работе за основной разрабатываемый вариант подключения ПС Джигдаси-тяговая принимается подключение ее в рассечку ВЛ Ванино-Высокогорная.

Примем схему 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов в соответствии с [10]. Данная схема представлена на рисунке 8.

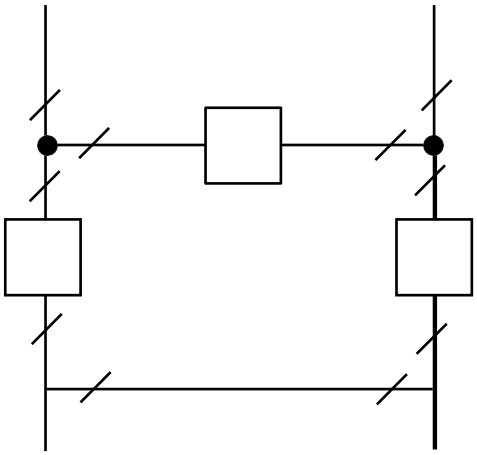


Рисунок 8 – 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов

Однолинейная схема проектируемой ПС 220 кВ Джигдаси-тяговая представлена на листе 3 графической части работы.

3.2 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 Маччоба необходимо провести строительство двух линий электропередачи длиной 3 км. Принимаем двухцепные опоры.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{\max ij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t , \qquad (26)$$

где I_{pij} – расчётный ток, А;

$I_{\max ij}$ – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей

нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ($T_м$).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05;α_t равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P^2_{\max ij} + Q^2_{нескij}}}{n_ц \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \qquad (27)$$

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

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

$n_ц$ – количество цепей;

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

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке ВЛ Ванино – Высокогорная.

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{15,2^2 + 6,08^2 + 89,5^2 + 40,3^2 + 4,9^2 + 0,2^2}}{1 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} = 0,266\ кА.$$

$$I_{pij} = 0,266 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,279\ кА.$$

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^2;

39 – площадь поперечного сечения стали, мм^2.

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.

3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и нескомпенсированной 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 3 силовых трансформатора.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескі}^2}}{n \cdot K_З}, \qquad (28)$$

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

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

P_{cpi}– среднее значение активной мощности;

$Q_{нескі}$ – нескомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{15{,}2^2 + 6{,}08^2}}{2 \cdot 0{,}7} = 11{,}69\,МВт.$$

Выбираем трансформатор ТДТНЖ-25000/220 [3]. Данный трансформатор предусмотрен для установки на тяговых подстанциях и имеет наименьшую мощность, приближенную к расчетной. Трансформатор ТДТНЖ-25000/220 представлен на рисунке 9.

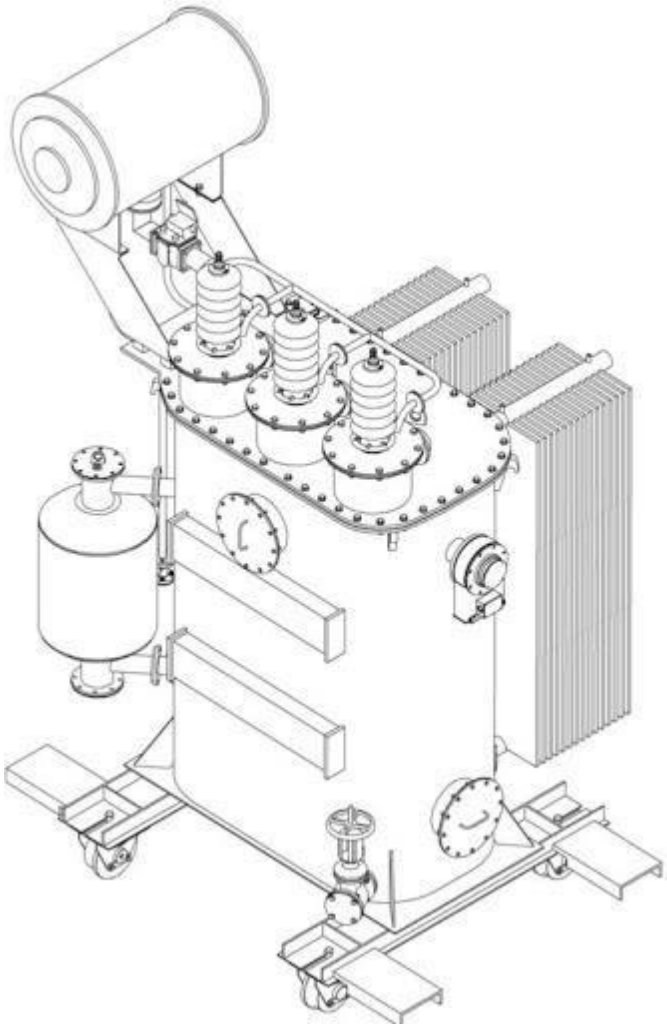


Рисунок 9 – Трансформатор ТДТНЖ-25000/220

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;

25000 – 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.

Основные узлы трансформатора: остов, обмотки, главная изоляция, отводы, вводы, бак, система охлаждения, расширитель, регулятор напряжения, контрольно-измерительные приборы. Остов с трехстержневой шихтованной магнитной системой. Схема шихтовки - косой стык позиций электротехнической стали. Материал магнитной системы - электротехническая рулонная сталь с жаростойким покрытием. Верхние и нижние ярмовые балки соединяются между собой пластинами из маломагнитной стали. Обмотка ВН непрерывная с вводом в середине состоит из двух параллельных ветвей, расположенных одна под другой, намотана прямоугольным медным проводом. Обмотка имеет регулировочную зону в виде отдельно вынесенного концентра (обмотки РО). Регулирование напряжения под нагрузкой осуществляется в нейтрали ВН трансформатора в диапазоне + 12х1% от номинального. Обмотка СН - непрерывная, выполненная из прямоугольного медного провода. Обмотка СН (38,5 кВ) выполнена из двух параллельных ветвей с вводом нейтрали в середину обмотки. Регулировочные отводы выведены в нижнюю часть к переключателю ПБВ. Регулирование напряжения без возбуждения осуществляется в диапазоне + 2х2,5% от номинального.

Обмотка НН (11 кВ) винтовая одноходовая, выполнена из прямоугольного медного провода. Обмотка НН (6,6 кВ) винтовая двухходовая, выполнена из прямоугольного медного провода. Обмотка РО винтовая шестиходовая, выполнена из прямоугольного медного провода. Обмотка НН (27,5 кВ) непрерывная, выполнена из прямоугольного медного провода. Главная изоляция обмоток маслобарьерного типа выполняется из электротехнического картона и включает верхнюю и нижнюю изоляции и межфазные перегородки. Отводы ВН выполнены из провода МГ. Отводы СН, НН, регулировочные отводы РО и регулировочные отводы СН выполнены

проводом марки ПБОТ. Все отводы, исключая гибкие связи, изолированы. Линейные вводы ВН маслонаполненные, герметичные, протяжного типа, класса напряжения 220 кВ усиленного исполнения. Соединение концов нейтрали и отводов НН в треугольник приведено внутри трансформатора.

Для обмоток 27,5 и 38,5 кВ вывод отводов наружу производится с помощью маслоподпорных вводов класса напряжения 35 кВ, для обмоток НН (6,6 и 11 кВ) - с помощью маслоподпорных вводов класса напряжения 20 кВ. Бак выполнен с нижним разъемом. Трансформатор имеет пленочную защиту масла от увлажнения и окисления воздухом. Для охлаждения используются радиаторы. Для автоматического управления и контроля работы системы охлаждения предусмотрен шкаф автоматического управления, навешенный на баке. Регулятор напряжения РПН снабжен датчиком блокировки работы регулятора при температуре масла ниже минус 25°С, а также блоком автоматического переключения.

Трансформаторы тока устанавливают на линейных вводах ВН, СН, НН (27,5 кВ), на нейтрали ВН. Для компенсации температурных изменений объема масла в баке трансформатора служит расширитель со стрелочным маслоуказателем. Трансформатор снабжен лестницами для подъема на трансформатор и для обслуживания газового реле. Защита бака от внутреннего повышения давления осуществляется при помощи предохранительных клапанов. Трансформатор снабжен поворотными каретками на катках с ребордами, с колеей передвижения 1524х3000 мм.

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

$$K_з^{ном} = \frac{\sqrt{P^2_{ср(зима)} + Q^2_{неск}}}{n \cdot \mathrm{S}_{ТРном}}. \qquad (29)$$

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

$$K_з^{ном} = \frac{\sqrt{15,2^2 + 6,08^2}}{2 \cdot 25} = 0,501.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{З.ПА} = \frac{\sqrt{P^2_{ср(зима)} + Q^2_{неск}}}{S_{ТРном}}, \quad (30)$$

$$K_{З.ПА} = \frac{\sqrt{15,2^2 + 6,08^2}}{25} = 0,9.$$

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

3.4 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:

$$Q_{КУi} = P_{\max} \cdot \left(tg\varphi_{задi} - tg\varphi_р\right), \quad (31)$$

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

$tg\varphi_{задi}$ – 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 $tg\varphi_{p} = 1$.

$$Q_{КУi} = 15,3 \cdot (1 - 0,4) = 9,18\ Мвар.$$

Для компенсации реактивной мощности на ПС Джигдаси-тяговая выбираем устройство УКЛ56-10,5- 9450 У3.

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.

3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. В данном режиме проведены изменения: в рассечку ВЛ Ванино – Высокогорная подключена ПС Джигдаси-тяговая. Параметры ветвей и узлов приведены в

нижеуказанных таблицах. Графическая часть расчета представлена на рисунке.

Таблица 15 – 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	
Комсомольская - Селихино	6,812	24,29	-146	0,15	
Комсомольская - Селихино	6,812	24,29	-146	0,15	
Селихино - Уктур	13,6	59,8	-368	0,6	
Уктур - Высокогорная	0,157	0,686	-4,2	0,1	
Комсомольская - Старт	2,3	13,1	-86	0,1	
Комсомольская - Старт	2,3	13,1	-86	0,1	
Парус - Старт	2,1	9,2	-56	0,1	
Ванино - нейт Ванино	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Ванино - нейт Ванино	0,55	59,2	11,8	1,2	1
нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,52
нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,52
нейт Ванино - нн Ванино	3,2	131			0,06
нейт Ванино - нн Ванино	3,2	131			0,06
Старт - нейт Старт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Старт - нейт Старт	0,55	59,2	11,8	1,2	1
нейт Старт - сн Старт	0,48				0,5
нейт Старт - сн Старт	0,48				0,5
нейт Старт - нн Старт	3,2	131			0,05
нейт Старт - нн Старт	3,2	131			0,05
Комсомольская - нейт Комс	1,4	194	5,95	0,8	1
Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт Комс - сн Комс	1,4				0,5
нейт Комс - сн Комс	0,48				0,5
нейт Комс - нн Комс	2,8	195,6			0,05
нейт Комс - нн Комс	3,2	131			0,05
Парус - нейт Парус	1,4	194	5,95	0,8	1
Парус - нейт парус	1,4	194	6	0,8	1
нейт Парус - сн Парус	1,4				0,52
нейт парус - сн Парус	1,4				0,52

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
нейт Парус - нн Парус	2,8	195,6			0,05
нейт парус - нн Парус	2,8	195,6			0,05
КТЭЦ-2 - Т	1,6	4,2	-28		
КТЭЦ-2 - отп Парус	0,1	0,6	-0,4		
отп Парус - Т	1,5	4,1	-27,5		
сн Комс - Хурба	2,3	5	-32,2		
АТЭЦ - Хурба	4,1	8,8	-57		
СГТЭЦ - сн Ванино	4,4	15,1	-104	0,1	
СГТЭЦ - сн Ванино	4,4	15,1	-104	0,1	
Т - отп Байкальская	0,8	2,1	-14		
Т - отп Байкальская	0,8	2,1	-14		
отп Байкальская - КНПЗ	0,5	0,25	-3		
отп Байкальская - отп КСК	0,1	0,2	-3		
КНПЗ - отп КСК	0,2	0,4	-3,5		
отп КСК - сн Старт	3,6	7,7	-49		
отп КСК - сн Старт	3,6	7,7	-49		
отп Парус - сн Парус	0,026	0,06	-0,44		
СГТЭЦ - Окоча	1,6	5,7	-39,5		
СГТЭЦ - Окоча	1,6	5,7	-39,5		
СГТЭЦ - Эгге	0,29	0,99	-6,8		
отп КСК - КСК	4,3	3,1	-36,8		
отп КСК - КСК	4,3	3,1	-36,8		
отп Байкальская - Байкальская	7,4	15,7	-100,1		
отп Байкальская - Байкальская	7,4	15,7	-100,1		
СГТЭЦ - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,09
СГТЭЦ - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,09
КТЭЦ-2 - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г3	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г4	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г3	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г4	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г5	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
Комсомольская - ГПП-4	1,5	8,8	-56	0,1	
отп ГПП-4 - ГПП-4	0,4	1,7	-108	0,1	
Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,2	-45,8	0,1	
отп ГПП-4 - Старт	1,3	6	-37,2	0,1	
Высокогорная - Джигдаси	9,3	41,1	-203,1	0,4	
Джигдаси - Ванино	9,3	41,1	-203,1	0,4	

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
Джигдаси - нейт	2,9	112,5	9,04	1,8	1
Джигдаси - нейт	2,9	112,5	9	1,8	1
нейт - сн	2,9	0	0	0	0,125
нейт - нн	2,9	67,4	0	0	0,04
нейт - сн	2,9	0	0	0	0,125
нейт - нн	2,9	67,4	0	0	0,04

Таблица 16 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ
		$P_н$, МВт	$Q_н$, МВар	$P_г$, МВт	$Q_г$, МВар	
1	2	3	4	5	6	7
Комсомольская	220	0,5	1,1			
ГПП-4	220	52,2	17,7			
Старт	220	0	0			
Парус	220	0	0			
Селихино	220	43,7	26			
Уктур	220	1,4	0,2			
Высокогорная	220	4,9	0,2			
Ванино	220	89,5	40,3			
Хурба	110	7,9	2,5			
Т	110	32,1	11,8			
КСК	110	1,4	0,6			
КНПЗ	110	33,3	12,6			
Байкальская	110	7,7	2,7			
Окоча	110	23	11,1			
Эгге	110	18,1	8,1			
СГТЭЦ	110					
г1	10			32	20,3	10
г2	10			40	13,6	10
КТЭЦ-2	110					
г1	10			20	22,5	10
г2	10			20	22,5	10
г3	10			30	14	10
г4	10			30	14	10
АТЭЦ	110					
г1	10			40	-2,47	10
г2	10			40	-2,47	10
г3	10			16	17,7	10
г4	10			30	5,9	10
г5	10			40	-2,4	10
нейт Ванино	220					
нейт Ванино	220					
сн Ванино	110					

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
нн Ванино	10					
нейт Старт	220					
нейт Старт	220					
сн Старт	110	1,7	0,4			
нн Старт	10					
нейт Комс	220					
нейт Комс	220					
сн Комс	110					
нн Комс	10					
нейт Парус	220					
нейт парус	220					
сн Парус	110	1,6	5,2			
нн Парус	10					
отп ГПП-4	220					
отп КСК	110					
отп КСК	110					
отп Парус	110					
отп Байкальская	110					
Джигдаси	220					
нейт	220					
нейт	220					
сн	27,5	15,3	6,1			
нн	10					

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$, %
1	2	3	4	5
Комсомольская - Селихино	100,7424	104,1885	610	17,1
Комсомольская - Селихино	100,7424	104,1885	610	17,1
Селихино - Уктур	56,18222	73,31771	690	10,6
Уктур - Высокогорная	70,24812	70,59776	690	10,2
Комсомольская - Старт	27,87477	19,92089	835	3,3
Комсомольская - Старт	27,87477	19,92089	835	3,3
Парус - Старт	41,71033	41,00701	690	6
КТЭЦ-2 - Т	283,8777	284,5988	510	55,8
КТЭЦ-2 - отп Парус	333,6516	333,6617	510	65,4
отп Парус - Т	247,0113	247,8099	510	48,6
сн Комс - Хурба	468,1664	468,2556	510	76,8
АТЭЦ - Хурба	507,1196	507,2335	610	83,2
СГТЭЦ - сн Ванино	207,9413	206,2133	610	34,1
СГТЭЦ - сн Ванино	207,9413	206,2133	610	34,1
Т - отп Байкальская	224,3754	224,7663	510	44,1
Т - отп Байкальская	141,9062	142,313	510	27,9
отп Байкальская - КНПЗ	213,0602	213,1499	510	41,8

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
отп Байкальская - отп КСК	120,3471	120,4478	510	23,6
КНПЗ - отп КСК	42,78467	42,96286	510	8,4
отп КСК - сн Старт	94,69974	96,71796	510	19
отп КСК - сн Старт	62,58163	64,59307	510	12,7
отп Парус - сн Парус	88,77374	88,77926	510	17,4
СГТЭЦ - Окоча	65,74566	66,80782	510	11
СГТЭЦ - Окоча	65,74566	66,80782	610	17
СГТЭЦ - Эгге	103,2689	103,446	610	8,9
отп КСК - КСК	29,03455	29,3731	610	6,8
отп КСК - КСК	22,57276	22,18196	330	3,3
отп Байкальская - Байкальская	13,8739	14,63631	330	5,7
отп Байкальская - Байкальская	23,96283	25,31568	445	4,6
Комсомольская - ГПП-4	38,22814	38,60187	445	14,5
отп ГПП-4 - ГПП-4	95,3744	99,99379	835	3,2
Комсомольская - отп ГПП-4	26,85578	25,28679	835	10,5
отп ГПП-4 - Старт	72,75027	71,00313	690	15,4
Селихино - Ванино	36,56926	106,4504	690	15,4
Джигдаси - Высокогорная	61,33769	82,71101	690	12
Ванино – Джигдаси	52,7515	78,33711	690	11,4

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 ±10%.

Таблица 18 – Потери активной мощности

Uном	ΔP, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Pxx, МВт	P кор., МВт
220	2,32	1,23	0,23	0,61	0,15
110	8,37	6,98	0,65	0,74	

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 10,69 МВт, что составляет 3,12% от генерируемой мощности. При подключении нового потребителя произошло увеличение количества потерь.

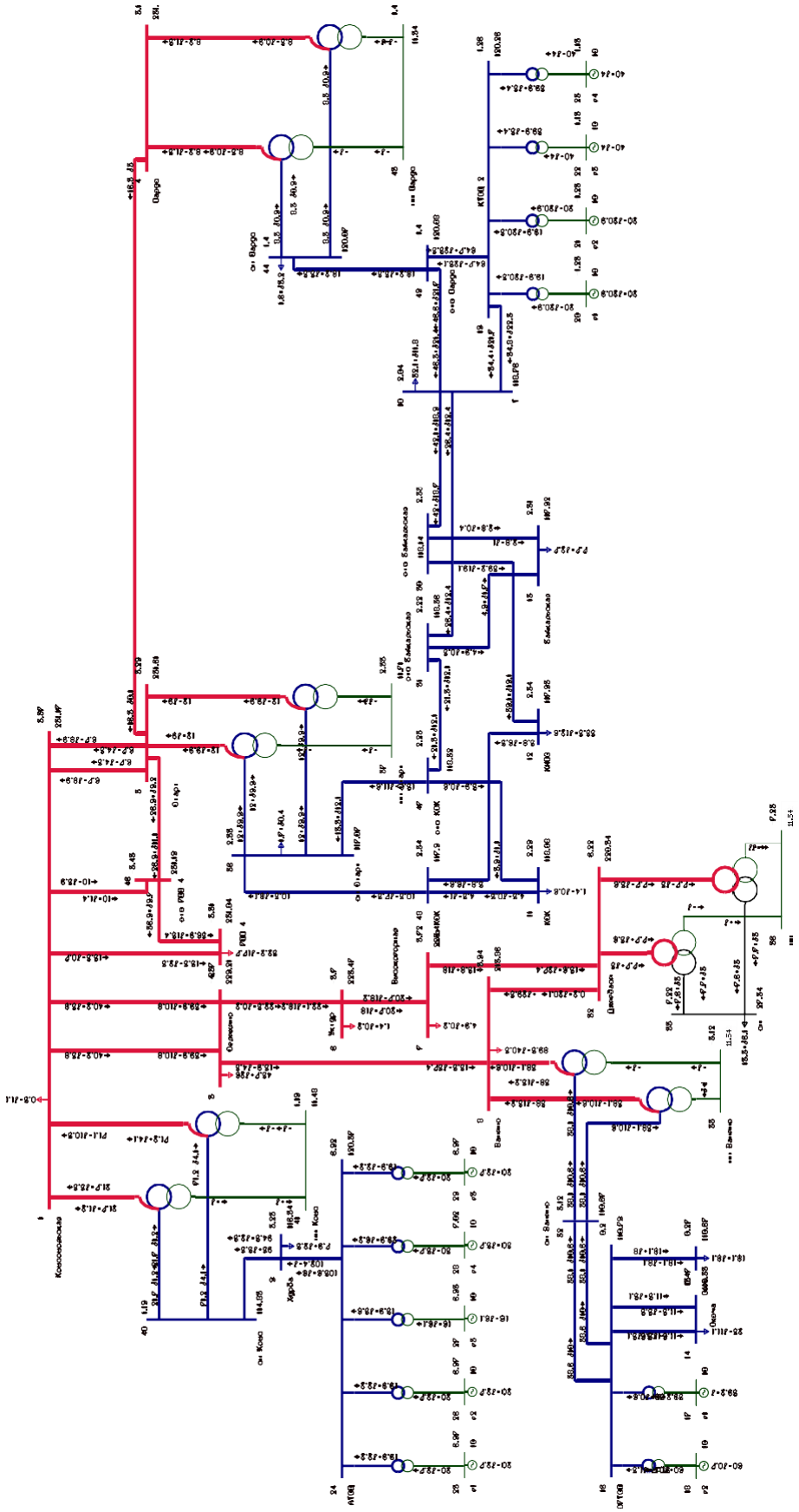


Рисунок 10 – Графика нормального режима при подключении ПС Джигдаси-тяговая в рассечку ВЛ Ванино-Высокогорная

Проведем расчет послеаварийного режима: отключение ВЛ Селихино – Ванино, а также анализ токовой загрузки и потерь в аварийном режиме.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$, %
Комсомольская - Селихино	104,3453	110,6335	610	18,1
Комсомольская - Селихино	104,3453	110,6335	610	18,1
Селихино - Уктур	94,22194	114,0969	690	16,5
Уктур - Высокогорная	110,8019	111,1061	690	16,1
Комсомольская - Старт	34,05765	24,76272	835	4,1
Комсомольская - Старт	34,05765	24,76272	835	4,1
Парус - Старт	40,17396	41,06336	690	6
КТЭЦ-2 - Т	292,3915	293,2082	510	57,5
КТЭЦ-2 - отп Парус	344,6716	344,6838	510	67,6
отп Парус - Т	253,9439	254,8248	510	50
сн Комс - Хурба	469,4019	469,3939	610	77
АТЭЦ - Хурба	508,7301	509,0033	610	83,4
СГТЭЦ - сн Ванино	205,4595	206,51	610	33,9
СГТЭЦ - сн Ванино	205,4595	206,51	610	33,9
Т - отп Байкальская	232,2749	232,7138	510	45,6
Т - отп Байкальская	150,5474	151,0366	510	29,6
отп Байкальская - КНПЗ	221,3831	221,483	510	43,4
отп Байкальская - отп КСК	130,1763	130,2958	510	25,5
КНПЗ - отп КСК	55,4315	55,63241	510	10,9
отп КСК - сн Старт	105,8105	108,115	510	21,2
отп КСК - сн Старт	73,68634	76,07571	510	14,9
отп Парус - сн Парус	91,21036	91,22131	510	17,9
СГТЭЦ - Окоча	65,81087	66,8721	610	11
СГТЭЦ - Окоча	65,81087	66,8721	610	11
СГТЭЦ - Эгге	103,368	103,5449	610	17
отп КСК - КСК	29,12465	29,51719	330	8,9
отп КСК - КСК	22,72611	22,26633	330	6,9
отп Байкальская - Байкальская	13,86108	14,68316	445	3,3
отп Байкальская - Байкальская	24,02011	25,34239	445	5,7
Комсомольская - ГПП-4	38,84214	38,51175	835	4,7
отп ГПП-4 - ГПП-4	97,2217	102,2947	690	14,8
Комсомольская - отп ГПП-4	29,4056	26,78812	835	3,5
отп ГПП-4 - Старт	77,42937	75,17444	690	11,2
Селихино - Ванино	0	0	690	
Джигдаси - Высокогорная	100,6704	118,488	690	17,2
Ванино – Джигдаси	78,23498	100,6407	690	14,6

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

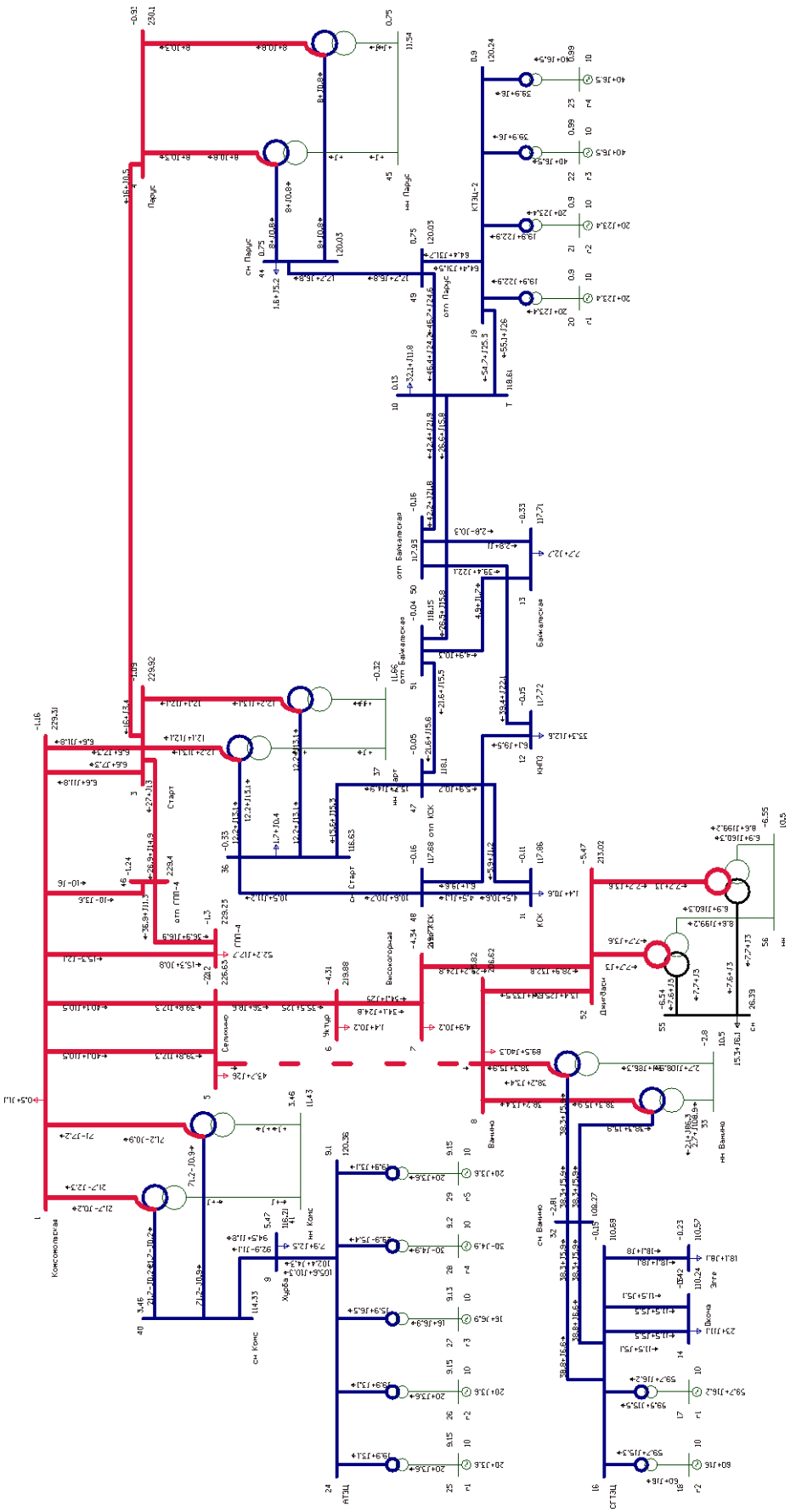


Рисунок 11 – Графика послеаварийного режима при подключении ПС Джигдаси-тяговая в рассечку ВЛ Ванино-Высокогорная

Таблица 20 – Потери активной мощности

Uном	ΔP, МВт	dPлэп, МВт	dPтр, МВт	Pxx, МВт	P кор., МВт
220	2,47	1,53	0,23	0,59	0,15
110	8,53	7,1	0,69	0,74	

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 11 МВт, что составляет 3,3% от генерируемой мощности. В послеаварийном режиме при подключении нового потребителя произошло увеличение количества потерь.

Расчет режима при развитии сети приведен в Приложении Г.

В данном разделе была произведена разработка варианта подключения ПС Джигдаси-тяговая в рассечку ВЛ Ванино-Высокогорная: выбор сечения провода ЛЭП, трансформатора, проверка режима при подключении нового потребителя.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на проектируемой ПС 220 кВ Джигдаси-тяговая, 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 апериодической 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 предназначается 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].

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

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

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

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

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВС-32УЗ по формуле 24:

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

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{о.п.} = 1,22 \cdot x_{п.п.}, \quad (34)$$

$$x_{о.п.} = 1,22 \cdot 1,82 = 2,22.$$

Аналогично проводятся расчеты для оставшихся генераторов.

Расчеты представлены в таблицах 20,21.

Таблица 20 – Узлы/Несим/ИД

Номер	Название	Номинальное напряжение
1	2	3
1	Комсомольская	220
2	ГПП-4	220
3	Старт	220
4	Парус	220
5	Селихино	220
6	Уктур	220
7	Высокогорная	220
8	Ванино	220
9	Хурба	110
10	Т	110
11	КСК	110
12	КНПЗ	110
13	Байкальская	110
14	Окоча	110
15	Эгге	110

Продолжение таблицы 20

1	2	3
16	СГТЭЦ	110
17	г1	10
18	г2	10
19	КТЭЦ-2	110
20	г1	10
21	г2	10
22	г3	10
23	г4	10
24	АТЭЦ	110
25	г1	10
26	г2	10
27	г3	10
28	г4	10
29	г5	10
30	нейт Ванино	220
31	нейт Ванино	220
32	сн Ванино	110
33	нн Ванино	10
34	нейт Старт	220
35	нейт Старт	220
36	сн Старт	110
37	нн Старт	10
38	нейт Комс	220
39	нейт Комс	220
40	сн Комс	110
41	нн Комс	10
42	нейт Парус	220
43	нейт парус	220
44	сн Парус	110
45	нн Парус	10
46	отп ГПП-4	220
47	отп КСК	110
48	отп КСК	110
49	отп Парус	110
50	отп Байкальская	110
51	отп Байкальская	110
52	Джигдаси	220
53	нейт	220
54	нейт	220
55	сн	27,5
56	нн	10

Таблица 21 – Ветви/Несим/ИД

Название	Активное сопротивле-ние R, Ом	Реактивное сопротивле-ние X, Ом	Реактивная проводи-мость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффи-циент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
Комсомольская - Селихино	6,812	72,87	-146	0,15	
Комсомольская - Селихино	6,812	72,87	-146	0,15	
Селихино - Уктур	13,6	179,4	-368	0,6	
Уктур - Высокогорная	0,157	2,07	-4,2	0,1	
Комсомольская - Старт	2,3	39,3	-86	0,1	
Комсомольская - Старт	2,3	39,3	-86	0,1	
Парус - Старт	2,1	27,6	-56	0,1	
Ванино - нейт Ванино	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Ванино - нейт Ванино	0,55	59,2	11,8	1,2	1
нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,52
нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,52
нейт Ванино - нн Ванино	3,2	131			0,06
нейт Ванино - нн Ванино	3,2	131			0,06
Старт - нейт Старт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
Старт - нейт Старт	0,55	59,2	11,8	1,2	1
нейт Старт - сн Старт	0,48				0,5
нейт Старт - сн Старт	0,48				0,5
нейт Старт - нн Старт	3,2	131			0,05
нейт Старт - нн Старт	3,2	131			0,05
Комсомольская - нейт Комс	1,4	194	5,95	0,8	1
Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт Комс - сн Комс	1,4				0,5
нейт Комс - сн Комс	0,48				0,5
нейт Комс - нн Комс	2,8	195,6			0,05
нейт Комс - нн Комс	3,2	131			0,05
Парус - нейт Парус	1,4	194	5,95	0,8	1
Парус - нейт парус	1,4	194	6	0,8	1
нейт Парус - сн Парус	1,4				0,52
нейт парус - сн Парус	1,4				0,52
нейт Парус - нн Парус	2,8	195,6			0,05
нейт парус - нн Парус	2,8	195,6			0,05
КТЭЦ-2 - Т	1,6	12,6	-28		
КТЭЦ-2 - отп Парус	0,1	1,8	-0,4		

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
отп Парус - Т	1,5	12,3	-27,5		
сн Комс - Хурба	2,3	15	-32,2		
АТЭЦ - Хурба	4,1	25,4	-57		
СГТЭЦ - сн Ванино	4,4	45,1	-104	0,1	
СГТЭЦ - сн Ванино	4,4	45,1	-104	0,1	
Т - отп Байкальская	0,8	6,3	-14		
Т - отп Байкальская	0,8	6,3	-14		
отп Байкальская - КНПЗ	0,5	0,75	-3		
отп Байкальская - отп КСК	0,1	0,6	-3		
КНПЗ - отп КСК	0,2	1,2	-3,5		
отп КСК - сн Старт	3,6	22,1	-49		
отп КСК - сн Старт	3,6	22,1	-49		
отп Парус - сн Парус	0,026	0,18	-0,44		
СГТЭЦ - Окоча	1,6	16,1	-39,5		
СГТЭЦ - Окоча	1,6	16,1	-39,5		
СГТЭЦ - Эгге	0,29	1,97	-6,8		
отп КСК - КСК	4,3	9,3	-36,8		
отп КСК - КСК	4,3	9,3	-36,8		
отп Байкальская - Байкальская	7,4	46,1	-100,1		
отп Байкальская - Байкальская	7,4	46,1	-100,1		
СГТЭЦ - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,09
СГТЭЦ - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,09
КТЭЦ-2 - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г3	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
КТЭЦ-2 - г4	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г1	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г2	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г3	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г4	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
АТЭЦ - г5	0,6	0,71	32,7	4,78	0,083
Комсомольская - ГПП-4	1,5	8,8	-56	0,1	
отп ГПП-4 - ГПП-4	0,4	1,7	-108	0,1	
Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,2	-45,8	0,1	
отп ГПП-4 - Старт	1,3	6	-37,2	0,1	
Высокогорная - Джигдаси	9,3	41,1	-203,1	0,4	
Джигдаси - Ванино	9,3	41,1	-203,1	0,4	
Джигдаси - нейт	2,9	112,5	9,04	1,8	1
Джигдаси - нейт	2,9	112,5	9	1,8	1
нейт - сн	2,9	0	0	0	0,125
нейт - нн	2,9	67,4	0	0	0,04

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
нейт - сн	2,9	0	0	0	0,125
нейт - нн	2,9	67,4	0	0	0,04

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Токи трехфазного КЗ на шинах ПС Джигдаси-тяговая

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
10	22,04
27,5	8,7
220	1,8

Расчет в ПВК RastrWin3 приведен в Приложении Д.

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ВН

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 Джигдаси-тяговая – 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) быстродействие – возможно малое время отключения;

3) удобство в обслуживании;

4) простота монтажа;

5) бесшумность работы;

6) 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:

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

$$I_{\max вн} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}04 \quad кА.$$

Аналогично считается ток для средней и низкой сторон.

$$I_{\max с\,н} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,32 \text{ кА.}$$

$$I_{\max\,нн} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,88 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА^{2}с:

$$B_{К} = I^2_{по} \cdot (t_{откл} + T_{а}), \quad (36)$$

где $t_{откл}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

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

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

$t_{ос}$ - 0,055 с.

Используя формулу 27, получим требуемую величину:

$$B_К = 1,8^2 \cdot (0,3 + 0,03) = 1,06 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 220 кВ и РУ 27,5 кВ. Данные расчетов сведены в таблицы 23 и 24.

Таблица 23 – Выключатель ВГТ-220-II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ =220 кВ	$U_{ном}$ =220 кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
I_{max} =40 А	$I_{ном}$ =2500 А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по}$ =1,8 кА	$I_{вкл}$ =40 кА	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по}$ =1,8 кА	$I_{откл.н}$ = 79,196 кА	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_к$ =1,06 кА^{2}с	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 4800$ кА^{2}с	$B_к < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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.

Таблица 24 – Выключатель ВБС-27,5 IV-25/1600 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ =27,5 кВ	$U_{ном}$ =27,5 кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
I_{max} =320 А	$I_{ном}$ =1600 А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по}$=8,7кА	$I_{вкл}$ =64 кА	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по}$ =8,7кА	$I_{откл.н}$ = 25 кА	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_к$ =24,9 кА^{2}с	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 7500$ кА^{2}с	$B_к < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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 выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Разъединитель РДЗ-220/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ = 220 кВ	$U_{ном}$ = 220 кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
I_{max} = 69 А	$I_{ном}$ = 1000 А	$I_{max} < I_{ном}$
$B_к$ =1,05 кА^{2}с	$I_{тн}$=31,5 кА, $t_{тн}$=3 с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969\ кА^2с$	$B_к < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р – разъединитель;

Д – двухколонковый;

З – наличие заземлителей;

220 – номинальное напряжение;

1000 – номинальный ток;

НУХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

Таблица 26 – Разъединитель РДЗ-27,5/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ =27,5 кВ	$U_{ном}$ =27,5 кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
I_{max} =37 А	$I_{ном}$ =1000 А	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд}$ =10,376 кА	$i_{пр.\,с}$ =63 кА	$i_{уд} < i_{пр.\,с}$
$B_к$ =524,9кА^{2}с	$I_{тн}$=25 кА, $t_{тн}$=4 с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 25^2 \cdot 4 = 2500\ кА^2с$	$B_к < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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.

Для КРУ 6–10 кВ вместо разъединителей применяются втычные контакты, используются выключатели обычной конструкции.

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. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. 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 27.

Таблица 27 – 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 28.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_Н$= 10 кВ	$U_р$ = 10 кВ	$U_Р \leq U_Н$
$I_{Н,МАХ}$ = 1000 А	$I_{РМАХ}$ = 692 А	$I_{РМАХ} \leq I_{НМАХ}$
$I_{Н,МИН}$ = 600 А	$I_{РМIN}$ = 69 А	$I_{рмин} \leq I_{нмин}$
$B_К$ = 85 кА^{2}с	$B_К$ = 12,2 кА^{2}с	$B_{КР} \leq B_К$
$I_{ВКЛ}$ = 81 кА	$I_{ПО}$ = 11,3 кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$

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 $U_н \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

- при $U_н \leq 35$ 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 29.

Таблица 29 – Трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 25$ А	$I_{1ном} = 300$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1{,}46$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_у = 6{,}875$ кА	$I_{дин.\ н.} = 40$ кА	$i_у < I_{дин.\ н.}$
$B_к = 24{,}9$ кА^{2}с	$I_{т\ н} = 16$ кА, $t_{т\ н} = 3$ с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА^{2}с	$B_к < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки ТТ:

Т – трансформатор тока;

О – однофазный;

Г – элегазовый;

Ф – с фарфоровой изолцией;

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:

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

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

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

$r_к$ – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

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

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

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

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

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

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

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

ρ = 0,0283 Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$s_{пр}$ – сечение проводов, принимаем $s_{пр}$ = 4 мм^2.

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

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;

- Измерение пофазно тока, напряжения, частоты, cosφ, углов между фазными напряжениями;

- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA, фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату

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 и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 30.

Таблица 30 – 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 31.

Таблица 31 – Трансформатор напряжения ЗНГМ-27,5 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст}$ = 220 кВ	$U_{ном}$ = 220 кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб}$ = 69 А	$I_{1ном}$ = 300 А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном}$ = 5 А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р}$ = 1,46 Ом	$Z_{2ном}$ = 2 Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_у$ = 6,875 кА	$I_{дин.\ н.}$=40 кА	$i_у < I_{дин.\ н.}$
$B_к$ = 24,9 кА^{2}с	$I_{т\ н}$ = 16 кА, $t_{т\ н}$ = 3 с $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кA^2c	$B_к < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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 35 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:

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

Принимаем сечение по допустимому току.

220 кВ – АС-95, так как $I_{доп} = 330\,\text{А}$ 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 $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \tag{41}$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \tag{42}$$

Выбор опорных изоляторов 220 кВ:

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

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (39):

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

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 10000 = 6000\ H.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов 220 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_р$=220 кВ	$U_Н$=220 кВ	$U_Н \geq U_р$
$F_{РАСЧ}$=7 Н	$F_{ДОП}$=6000 Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на ВН.

5.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители чаще всего подвешивают на линейных порталах [4].

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;

- по току электродинамической стойкости;

- по току термической стойкости.

к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_н = 400А$	$I_{р.max} = 266$ А	$I_р \leq I_{ном.}$
$I^2_т \cdot t_т = 768$ кА^{2}с	$B_к = 1,05$ кА^{2}с	$B_к \leq I^2_т \cdot t_т$
$I^2_т \cdot t_т = 768$ кА^{2}с	$B_к = 1,05$ кА^{2}с	$B_к \leq I^2_т \cdot t_т$

В данном разделе было выбрано оборудование ПС Джигдаси-тяговая: 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.

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 заботы 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 коррозийную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ ПС Джигдаси-тяговая.

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^2:

$$S = \left(A + 2 \cdot 1{,}5\right) \cdot \left(B + 2 \cdot 1{,}5\right), \qquad (44)$$

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

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

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п}=\pi\cdot R^2, \tag{45}$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.п}=\pi\cdot 6^2=113,097\,м^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{т.с}=\sqrt{\frac{I_{кз}^2\cdot T}{400\cdot\beta}}, \tag{46}$$

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

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

$$F_{т.с}=\sqrt{\frac{8800^2\cdot 0,3}{400\cdot 21}}=42,94\,мм^2.$$

Проверка сечения на коррозийную стойкость:

$$F_{кор}=\pi\cdot S_{ср}\cdot\left(d+S_{ср}\right), \tag{47}$$

$$S_{ср}=a_k\cdot\ln^3 T+b_k\cdot\ln^2 T+c_k\cdot\ln T+\alpha_k, \tag{48}$$

Где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозийности.

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot ln^3 240 + 0,0092 \cdot ln^2 240 + 0,0104 \cdot ln240 + 0,0224 = 0,784.$$

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

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

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

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

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

Тогда общая длина полос в сетке:

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

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

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

В этом случае число ячеек:

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

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

Принимаем: $m=18$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m}=6,216\ м.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

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

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

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_в=\frac{4\cdot\sqrt{S}}{a}, \qquad (53)$$

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

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

Принимаем $n_в=30$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R=\rho_{экв}\cdot\left(\frac{A}{\sqrt{S}}+\frac{1}{L+n_в\cdot l_в}\right), \quad (54)$$

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

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

$$l_в/\sqrt{S_1}=5/\sqrt{12520};$$

$$l_в/\sqrt{S_1}=0{,}045.$$

Принимаем А=0,5.

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R=50\cdot\left(\frac{0{,}4}{\sqrt{12520}}+\frac{1}{4252+30\cdot 5}\right)=0{,}118Ом.$$

Импульсный коэффициент:

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

где $I_м$ – ток молнии, кА.

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

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

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

$R_и = 0{,}118 \cdot 2{,}392;$

$R_и = 0{,}281 \leq 0{,}5$ *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.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

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

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \tag{57}$$

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

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \tag{58}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,5 = 45,75\ м.$$

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

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

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

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

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

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

где L – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{сх} = r_{с0} \cdot \frac{h_{сх} - h_x}{h_{сх}}. \quad (61)$$

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

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

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

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 устройством системы защиты от перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа: предварительно выбирается марка устройства, а после изучения влияющих факторов, подтверждения.

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

Таблица 34 – 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:

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

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

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

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \le \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \qquad (63)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

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

$$52,2 \le 73.$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_к \le I_{разр},$$

Где $I_К = \frac{U - U_{ОСТ}}{Z_В}$;(55)

U − величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ОСТ}$ – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_В$ − волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_к = \frac{U - U_{ОСТ}}{Z_В},(64)$$

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

$$0,15 \le 10\ кА\ .$$

ОПН прошел предварительную проверку.

7 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС ДЖИГДАСИ-ТЯГОВАЯ

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 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов

ПУЭ и соответствующая нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_ч < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и если МТЗ имеет выдержку времени более 1 секунды. При наличии быстродействующих защит её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита обязательна к применению, независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается токовая отсечка.

Токовая отсечка устанавливается со стороны источника и получает питание, как правило, от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Уставка тока срабатывания токовой отсечки определяется из условия не срабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по следующему выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \qquad (65)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки зашиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_ч \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (66)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (67)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности токовой отсечки ($k_Ч$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в этом случае токовая отсечка может использоваться только в качестве резервной защиты.

Если уставка токовой отсечки выбрана по формуле (67), то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе и поэтому может быть выполнена без выдержки времени.

7.3 Устройства релейной защиты от ненормальных режимов работы трансформатора

Токовая защита от сверхтоков при внешних многофазных коротких замыканиях.

В качестве защиты трансформаторов от внешних токов КЗ максимальная токовая защита, которая устанавливается на двухобмоточных трансформаторах – со стороны источника питания, а на трехобмоточных – со всех сторон трансформатора.

Максимальная токовая защита служит для отключения питания внешних многофазных КЗ при отказе выключателя смежного поврежденного элемента или его защиты, а также используется как резервная по отношению к основным собственным защитам трансформатора.

На трансформаторах мощностью менее 1000 кВ·А предусматривается максимальная токовая защита, действующая на отключение. Она же вместе с токовой отсечкой является основной защитой трансформатора.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от внешних КЗ отстраивается от максимального тока нагрузки по выражению:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАГР\max}, \qquad (68)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,1 – 1,2);

$k_{ЗАП}$ - коэффициент самозапуска двигателей;

k_B - коэффициент возврата токового реле:

$I_{НАГР\max}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Согласно ПУЭ максимальная токовая защита должна иметь коэффициент чувствительности более 1,5 при двухфазном КЗ.

Токовая защита от перегрузок.

Защита от перегрузки предусмотрена на трансформаторах мощностью 400 кВ·А и более. Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защиту от перегрузки выполняют одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока, защиты от внешних коротких замыканий. Для отстройки от коротких замыканий и кратковременных перегрузок предусматривается реле времени. Защита действует на сигнал.

7.4 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора с применением устройства «Сириус-Т3»

Необходимо выбрать параметры настройки устройства «Сириус-Т3» для защиты трансформатора ТДТНЖ-25000/220 со схемой соединения обмоток

Y/Y/Δ-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 ± 9·1,78 %.

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:

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{I_{K3}^{(3)HH}}{k_T}, \qquad (69)$$

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

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений – 220/10 кВ. 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:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{8700}{230/27{,}5} = 1375 \text{ А}.$$

$$I_{K3}^{(3)BH} = \frac{22040}{230/11} = 8711 \text{А}.$$

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

7.5 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-Т3». 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:

$$I_{кз.внеш}^{\max} = \frac{I_{K2}^{(3)BH}}{I_{номВН}} \qquad (70)$$

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

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

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

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.

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

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

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

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

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:

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

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

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);

$\frac{I_{T1}}{I_{ном}}$ - 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 быт равен:

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

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

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

ε - 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: $K_{одн} = 1,0$; ε = 0,1; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%, или $K_{пер} = 2,0$, 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.

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

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

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

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

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 $I_{Т1} / I_{ном} = 1{,}5 - 2$.

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:

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

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

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

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

$\frac{I_{ДГ1}}{I_{ДГ2}} = 0{,}15$ - 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-Т3» в этом случае равен:

$$k_{ч} = \frac{I_{ТОРМ} / I_{ном}}{I_{Д1} / I_{ном}} \qquad (77)$$

$$k_{ч} = \frac{25}{0,3} = 80 > 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная защита (ступень ДЗТ-2) устройства «Сириус-Т3» 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;

Т - 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: $I_{Д} / I_{ном} = 0,1$; Т = 10 с.

7.6 Расчет уставок максимальной токовой защиты

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

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{A\ ВН}$, $I_{B\ ВН}$, $I_{C\ ВН}$ 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: $I_{К2}^{(3)ВН} = 1529$ А, $I_{К3}^{(3)ВН} = 912$ А.

Тогда для СН получим:

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

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:

$$I_{ср.то} \geq \frac{I_{ТО} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}. \quad (78)$$

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

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменятся 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-Т3». Принимаем $I_{ср.то} = 99{,}4$ А.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{ср.то} \cdot K_{TT.ВН}}{K_{СХ}}. \quad (79)$$

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

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):

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

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

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:

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

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменятся 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-Т3». Принимаем $I_{ср.то} = 59{,}3\text{А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

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

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:

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

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

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т3».

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 $t_{то} = 0{,}1$ 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-Т3».

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:

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

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-Т3» $k_{В} = 0{,}92$ 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 зашита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой зашита (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 изменятся 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-Т3».
Принимаем $I_{ср.мтз} = 2{,}26$ А.

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

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

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

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

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

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

Выбираем время срабатывания максимально-токовой зашиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т3» по следующей формуле, с:

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

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

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

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

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т3».

7.7 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-Т3» 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:

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

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

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т3» 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 перегрузи равно:

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

Используем выдержку времени «$T_{ПЕРЕГР}$» в устройстве «Сириус-Т3».

7.8 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа BF-80/Q.

В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена раздельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

7.9 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т3»

Описание устройства «Сириус-Т3».

Описание предназначено для ознакомления в учебных целях с возможностями, принципами работы и конструкцией устройства микропроцессорной защиты «Сириус-Т3», поставляемого ЗАО «Радиус Автоматика», Россия, г. Москва. Более подробная информация о применении устройства «Сириус-Т3» приведена в техническом описании [16].

Устройство «Сириус-Т3» 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-Т3».

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 305х190х225 мм.

Внешний вид и размеры устройства «Сириус-Т3» показаны на рисунке 12:

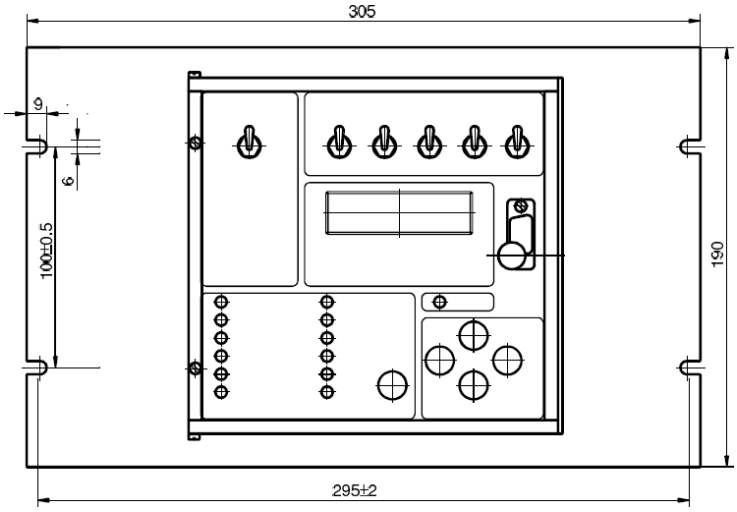


Рисунок 12 – Вид спереди и размеры устройства «Сириус-Т3»

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. 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 электростанциях и подстанциях. 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 Джигдаси-тяговая;
- возможные чрезвычайные ситуации в процессе эксплуатации электрооборудования.

8.1 Безопасность

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры 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 Джигдаси-тяговая, которая находится в Хабаровском крае. 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. Длина двухцепной воздушной линии 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	П-220-3	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:

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

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

$F_{ПС}$ – площадь земельных участков, отводимых в постоянное пользование под подстанции, м$_2$.

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 13):

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

где А – сторона основания стальной опоры, м;

Δ – отступ от опоры, м;

n – количество опор.

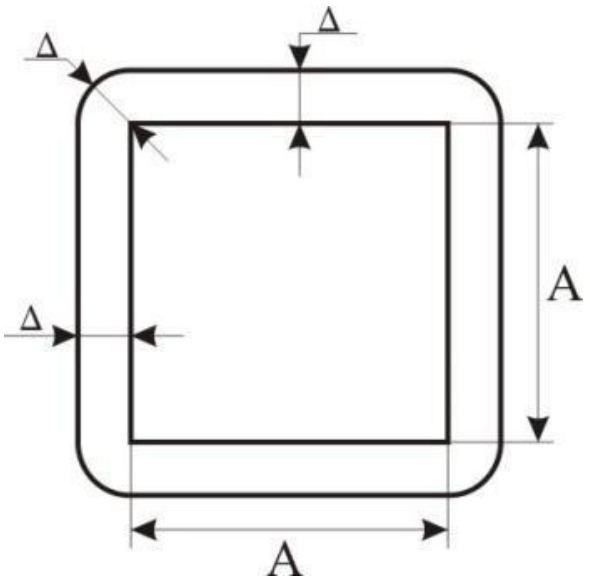


Рисунок 13 – К расчету площади земельных участков отводимых в постоянное пользование под стальные свободностоящие опоры ВЛЭП

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

Площадь земли, отводимая под подстанцию, м^2:

$$F_{ПС} = \sum_{i}^{n_{ПС}} F_{ПСi}, \qquad (84)$$

где $n_{ПС}$ – количество подстанций;

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

На рисунке 17 приведен эскиз опоры П 220-3 (промежуточная).

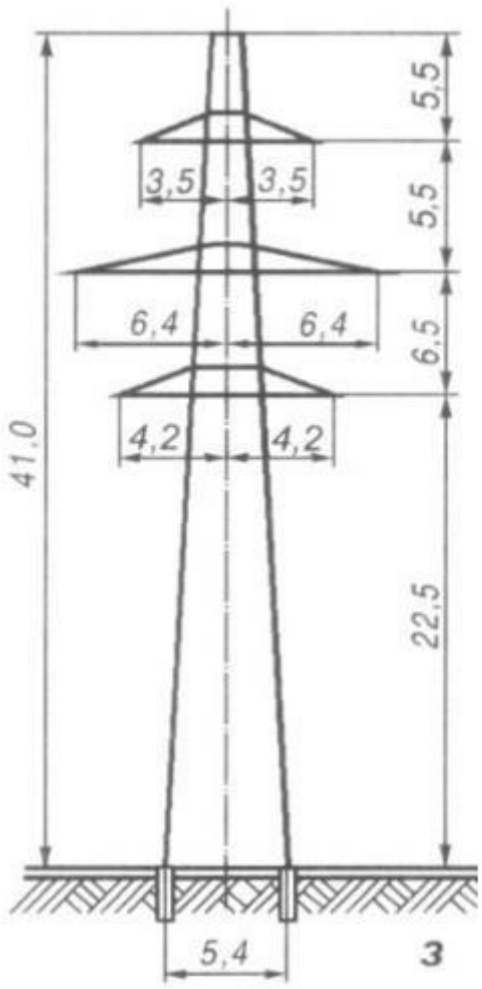


Рисунок 14 – Опора П-220-3

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:

А= 5,4 м; $F_{ПС}$ = 300000 м^2.

Площадь земли, отводимая под промежуточные опоры:

$$F_{ПОП} = (5{,}4^2 + \pi \cdot 1^2 + 4 \cdot 5{,}4 \cdot 1) \cdot 1 = 56{,}3 м^2. \quad (85)$$

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

$F_{ПЭС}$ = 56,3+300000= 300056,3 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. 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Определён наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции сети для подключения подстанции Джигдаси-тяговая.

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 Джигдаси-тяговая. 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. (Дата обращения: 28.04.2021).

2 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2021-2025 годы [Электронный ресурс]. URL: https://tek.khabkrai.ru/Programmy/454/O-programme. (Дата обращения: 28.04.2021).

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

4 Амурская ТЭЦ [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/odu-east/odu-east-zone/znachimye-ehnergoobekty/amurskaja-tehc-1. (Дата обращения: 28.04.2021).

5 Комсомольская ТЭЦ-2 [Электронный ресурс]. URL: https://www.dvgk.ru/page/2741. (Дата обращения: 28.04.2021).

6 Совгаванская ТЭЦ [Электронный ресурс]. URL: http://tec-sovgavan.ru/. (Дата обращения: 28.04.2021).

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.

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	V	Delta
1			Нагр	1	Комсомольская	220		1	0,5	1,1						232,34	-1,76
2			Нагр	2	ГПП-4	220		1	52,2	17,7						232,18	-1,90
3			Нагр	3	Старт	220		1								232,68	-1,67
4			Нагр	4	Парус	220		1								232,68	-1,50
5			Нагр	5	Селихино	220		1	43,7	26,0						230,84	-2,77
6			Нагр	6	Уктур	220		1	1,4	0,2						228,83	-4,02
7			Нагр	7	Высокогорная	220		1	4,9	0,2						228,78	-4,04
8			Нагр	8	Ванино	220		1	89,5	40,3						218,46	-4,77
9			Нагр	9	Хурба	110		2	7,9	2,5						116,75	4,83
10			Нагр	10	Т	110		2	32,1	11,8						118,85	-0,39
11			Нагр	11	КСК	110		2	1,4	0,6						118,22	-0,66
12			Нагр	12	КНПЗ	110		2	33,3	12,6						118,07	-0,70
13			Нагр	13	Байкальская	110		2	7,7	2,7						118,05	-0,87
14			Нагр	14	Окоча	110		2	23,0	11,1						110,42	-0,40
15			Нагр	15	Эгге	110		2	18,1	8,1						110,74	-0,21
16			Нагр	16	СГТЭЦ	110		2								110,86	-0,14
17			База	17	г1	10		1			43,1	2,7	10,0	-31,0	63,0	10,00	
18			Ген	18	г2	10		1			60,0	-11,5	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,09
19			Нагр	19	КТЭЦ-2	110		2								120,27	0,40
20			Ген	20	г1	10		1			20,0	19,3	10,0	-13,0	27,5	10,00	0,41
21			Ген	21	г2	10		1			20,0	19,3	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,41
22			Ген	22	г3	10		1			40,0	2,4	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,50
23			Ген	23	г4	10		1			40,0	2,4	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,50
24			Нагр	24	АТЭЦ	110		2								120,37	8,56
25			Ген	25	г1	10		1			20,0	2,2	10,0	-30,0	60,0	10,00	8,61
26			Ген	26	г2	10		1			20,0	2,2	10,0	-30,0	60,0	10,00	8,61
27			Ген	27	г3	10		1			16,0	5,5	10,0	-16,0	32,0	10,00	8,59
28			Ген	28	г4	10		1			30,0	-6,3	10,0	-30,0	60,0	10,00	8,66
29			Ген	29	г5	10		1			20,0	2,2	10,0	-60,0	120,0	10,00	8,61
30			Нагр	30	нейт Ванино	220		1								214,48	-2,56
31			Нагр	31	нейт Ванино	220		1								214,48	-2,56
32			Нагр	32	сн Ванино	110		2								111,57	-2,56
33			Нагр	33	нн Ванино	10		1								8,58	-2,56
34			Нагр	34	нейт Старт	220		1								234,67	-0,94
35			Нагр	35	нейт Старт	220		1								234,67	-0,94
36			Нагр	36	сн Старт	110		2	1,7	0,4						117,35	-0,94
37			Нагр	37	нн Старт	10		1								11,73	-0,94
38			Нагр	38	нейт Комс	220		1								230,21	2,77
39			Нагр	39	нейт Комс	220		1								230,20	2,77
40			Нагр	40	сн Комс	110		2								115,17	2,77
41			Нагр	41	нн Комс	10		1								11,51	2,77
42			Нагр	42	нейт Парус	220		1								230,92	0,24
43			Нагр	43	нейт парус	220		1								230,92	0,24
44			Нагр	44	сн Парус	110		2	1,6	5,2						120,10	0,25
45			Нагр	45	нн Парус	10		1								11,55	0,24
46			Нагр	46	отп ГПП-4	220		1								232,33	-1,84
47			Нагр	47	отп КСК	110		2								118,46	-0,60
48			Нагр	48	отп КСК	110		2								118,04	-0,71
49			Нагр	49	отп Парус	110		2								120,11	0,25
50			Нагр	50	отп Байкальская	110		2								118,27	-0,70
51			Нагр	51	отп Байкальская	110		2								118,49	-0,59

Графика | Трансформаторы | Районы | Потери | Узлы

	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	1,99	1,20	0,19	0,16	0,44		-110,02	4,97	11,30	-130,30	4,01
2	110	7,89	6,58	0,57		0,74		10,04	15,68	0,67	-11,38	5,06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	5			Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	-146,0	0,2		-40	1	101	16,6
2			ЛЭП	1	5			Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	-146,0	0,2		-40	1	101	16,6
3			ЛЭП	5	6			Селихино - Уктур	13,60	59,80	-368,0	0,6		-20	6	59	8,6
4			ЛЭП	6	7			Уктур - Высокогорная	0,16	0,69	-4,2	0,1		-19	-12	57	8,2
5			ЛЭП	7	8			Высокогорная - Ванино	18,70	82,20	-506,3	0,8		-14	-12	102	14,9
6			ЛЭП	1	3			Комсомольская - Старт	2,30	13,10	-86,0	0,1		7	7	24	2,9
7			ЛЭП	1	3			Комсомольская - Старт	2,30	13,10	-86,0	0,1		7	7	24	2,9
8			ЛЭП	4	3			Парус - Старт	2,10	9,20	-56,0	0,1		-17	5	44	6,3
9			Тр-р	8	30			Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	30	-16	90	
10			Тр-р	8	31			Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	30	-16	90	
11			Тр-р	30	32			нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,520	30	-14	90	
12			Тр-р	31	32			нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,520	30	-14	90	
13			Тр-р	30	33			нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00			0,040				
14			Тр-р	31	33			нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00			0,040				
15			Тр-р	3	34			Старт - нейт Старт	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	12	7	34	
16			Тр-р	3	35			Старт - нейт Старт	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	12	7	34	
17			Тр-р	35	36			нейт Старт - сн Старт	0,48				0,500	12	8	35	
18			Тр-р	34	36			нейт Старт - сн Старт	0,48				0,500	12	8	35	
19			Тр-р	34	37			нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00			0,050				
20			Тр-р	35	37			нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00			0,050				
21			Тр-р	1	38			Комсомольская - нейт Комс	1,40	194,00	6,0	0,8	1,000	22	-4	55	
22			Тр-р	1	39			Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	71	-13	179	
23			Тр-р	38	40			нейт Комс - сн Комс	1,40				0,500	22	-2	55	
24			Тр-р	39	40			нейт Комс - сн Комс	0,48				0,500	71	-6	179	
25			Тр-р	38	41			нейт Комс - нн Комс	2,80	195,60			0,050				
26			Тр-р	39	41			нейт Комс - нн Комс	3,20	131,00			0,050				
27			Тр-р	4	42			Парус - нейт Парус	1,40	194,00	6,0	0,8	1,000	8	-3	22	
28			Тр-р	4	43			Парус - нейт парус	1,40	194,00	6,0	0,8	1,000	8	-3	22	
29			Тр-р	42	44			нейт Парус - сн Парус	1,40				0,520	8	-2	22	
30			Тр-р	43	44			нейт парус - сн Парус	1,40				0,520	8	-2	22	
31			Тр-р	42	45			нейт Парус - нн Парус	2,80	195,60			0,050				
32			Тр-р	43	45			нейт парус - нн Парус	2,80	195,60			0,050				
33			ЛЭП	19	10			КТЭЦ-2 - Т	1,60	4,20	-28,0			-55	-20	280	54,8
34			ЛЭП	19	49			КТЭЦ-2 - отп Парус	0,10	0,60	-0,4			-65	-21	328	64,3
35			ЛЭП	49	10			отп Парус - Т	1,50	4,10	-27,5			-46	-20	244	47,8
36			ЛЭП	40	9			сн Комс - Хурба	2,30	5,00	-32,2			93	-8	468	76,7
37			ЛЭП	24	9			АТЭЦ - Хурба	4,10	8,80	-57,0			-106	-3	507	83,0
38			ЛЭП	16	32			СГТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	-104,0	0,1		-31	14	176	28,8
39			ЛЭП	16	32			СГТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	-104,0	0,1		-31	14	176	28,8
40			ЛЭП	10	50			Т - отп Байкальская	0,80	2,10	-14,0			-42	-17	220	43,2
41			ЛЭП	10	51			Т - отп Байкальская	0,80	2,10	-14,0			-26	-10	138	27,0
42			ЛЭП	50	12			отп Байкальская - КНПЗ	0,50	0,25	-3,0			-39	-17	208	40,8
43			ЛЭП	51	47			отп Байкальская - отп КСК	0,10	0,20	-3,0			-21	-10	115	22,6
44			ЛЭП	12	48			КНПЗ - отп КСК	0,20	0,40	-3,5			-6	-5	36	7,0
45			ЛЭП	47	36			отп КСК - сн Старт	3,60	7,70	-49,0			-15	-10	90	17,7
46			ЛЭП	48	36			отп КСК - сн Старт	3,60	7,70	-49,0			-10	-6	58	11,4
47			ЛЭП	49	44			отп Парус - сн Парус	0,03	0,06	-0,4			-18	-1	89	17,4
48			ЛЭП	16	14			СГТЭЦ - Окоча	1,60	5,70	-39,5			-12	-5	67	10,9
49			ЛЭП	16	14			СГТЭЦ - Окоча	1,60	5,70	-39,5			-12	-5	67	10,9
50			ЛЭП	16	15			СГТЭЦ - Эгге	0,29	0,99	-6,8			-18	-8	103	16,9
51			ЛЭП	47	11			отп КСК - КСК	4,30	3,10	-36,8			-6		29	8,9
52			ЛЭП	48	11			отп КСК - КСК	4,30	3,10	-36,8			5	1	22	6,8
53			ЛЭП	50	13			отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70	-100,1			-3		15	3,3
54			ЛЭП	51	13			отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70	-100,1			-5		25	5,7
55			Тр-р	16	17			СГТЭЦ - г1	0,60	0,71	32,7	4,8	0,090	43	2	224	
56			Тр-р	16	18			СГТЭЦ - г2	0,60	0,71	32,7	4,8	0,090	60	-12	318	
57			Тр-р	19	20			КТЭЦ-2 - г1	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	19	131	
58			Тр-р	19	21			КТЭЦ-2 - г2	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	19	131	
59			Тр-р	19	22			КТЭЦ-2 - г3	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	40	2	192	
60			Тр-р	19	23			КТЭЦ-2 - г4	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	39	2	189	
61			Тр-р	24	25			АТЭЦ - г1	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	2	96	
62			Тр-р	24	26			АТЭЦ - г2	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	2	96	
63			Тр-р	24	27			АТЭЦ - г3	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	16	5	80	
64			Тр-р	24	28			АТЭЦ - г4	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	30	-7	147	
65			Тр-р	24	29			АТЭЦ - г5	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	2	96	
66			ЛЭП	1	2			Комсомольская - ГПП-4	1,50	8,80	-56,0	0,1		-15		39	4,7
67			ЛЭП	46	2			отп ГПП-4 - ГПП-4	0,40	1,70	-108,0	0,1		-37	-9	99	14,3
68			ЛЭП	1	46			Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,20	-45,8	0,1		-10	3	26	3,1
69			ЛЭП	46	3			отп ГПП-4 - Старт	1,30	6,00	-37,2	0,1		27	9	70	10,2
70			ЛЭП	5	8			Селихино - Ванино	32,34	141,50	-871,0	0,5		-16	6	104	15,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Графика | Трансформаторы | Ветви | Узлы | Районы

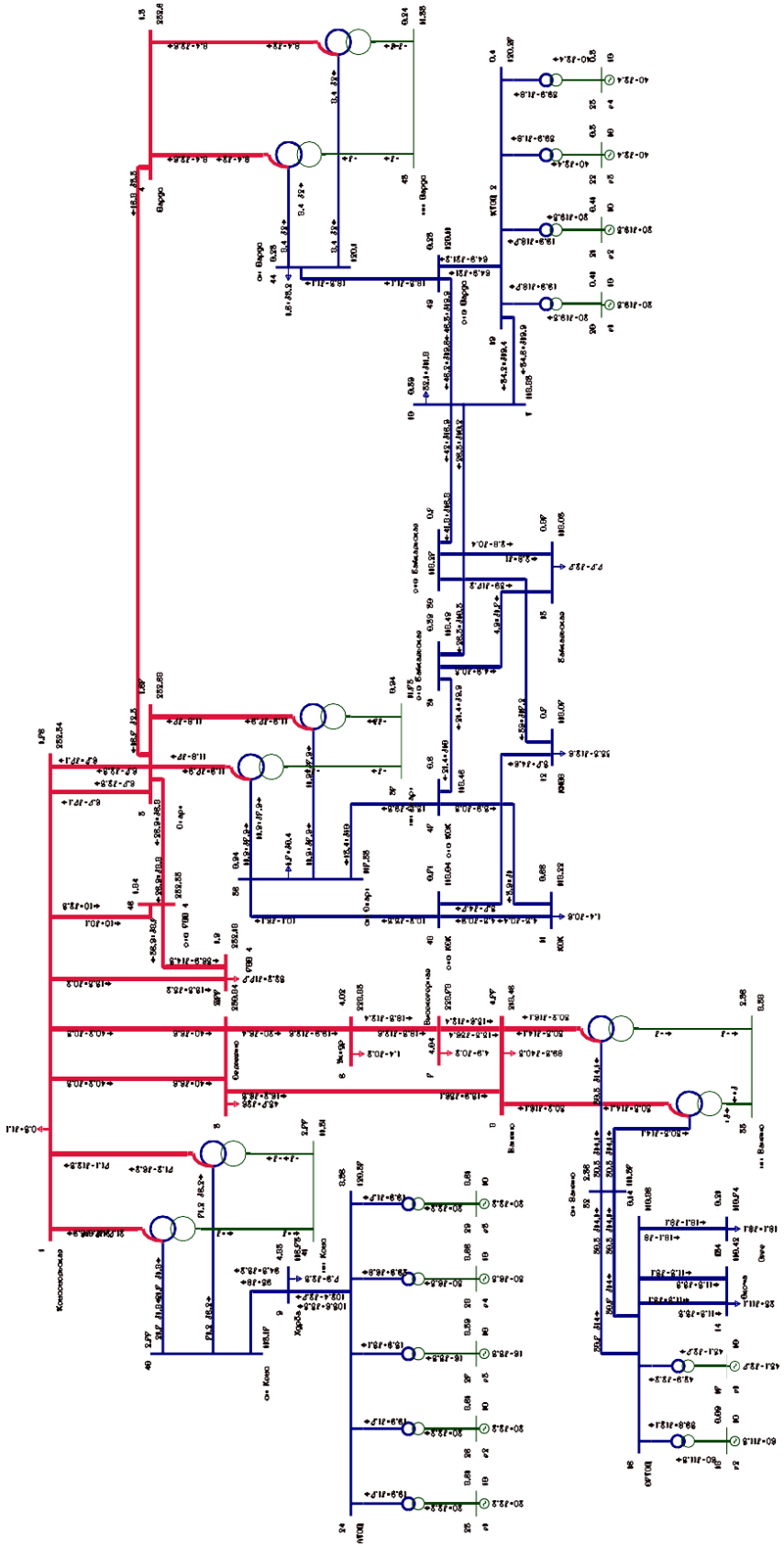
	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_0
1	<не задано>	АТ		8	32	22	30
2	<не задано>	АТ		8	32	22	31
3	<не задано>	АТ		3	36	37	34
4	<не задано>	АТ		3	36	37	35
5	<не задано>	АТ		1	40	41	38
6	<не задано>	АТ		1	40	41	39
7	<не задано>	АТ		4	44	45	42
8	<не задано>	АТ		4	44	45	43

Токовая загрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tc	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	1	5	Комсомольская - Селихино	100	101	ВН			610,0	16,6
2	1	5	Комсомольская - Селихино	100	101	ВН			610,0	16,6
3	5	6	Селихино - Уктур	53	59	ВН			690,0	8,6
4	6	7	Уктур - Высокогорная	56	57	ВН			690,0	8,2
5	7	8	Высокогорная - Ванино	47	102	ВН			690,0	14,9
6	1	3	Комсомольская - Старт	24	18	ВН			835,0	2,9
7	1	3	Комсомольская - Старт	24	18	ВН			835,0	2,9
8	4	3	Парус - Старт	44	42	ВН			690,0	6,3
9	19	10	КТЭЦ-2 - Т	279	280	ВН			510,0	54,8
10	19	49	КТЭЦ-2 - отп Парус	328	328	ВН			510,0	64,3
11	49	10	отп Парус - Т	243	244	ВН			510,0	47,8
12	40	9	сн Комс - Хурба	468	468	ВН			610,0	76,7
13	24	9	АТЭЦ - Хурба	507	507	ВН			610,0	83,0
14	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	176	173	ВН			610,0	28,8
15	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	176	173	ВН			610,0	28,8
16	10	50	Т - отп Байкальская	220	220	ВН			510,0	43,2
17	10	51	Т - отп Байкальская	137	138	ВН			510,0	27,0
18	50	12	отп Байкальская - КНПЗ	208	208	ВН			510,0	40,8
19	51	47	отп Байкальская - отп КСК	115	115	ВН			510,0	22,6
20	12	48	КНПЗ - отп КСК	36	36	ВН			510,0	7,0
21	47	36	отп КСК - сн Старт	88	90	ВН			510,0	17,7
22	48	36	отп КСК - сн Старт	57	58	ВН			510,0	11,4
23	49	44	отп Парус - сн Парус	89	89	ВН			510,0	17,4
24	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН			610,0	10,9
25	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН			610,0	10,9
26	16	15	СГТЭЦ - Эгге	103	103	ВН			610,0	16,9
27	47	11	отп КСК - КСК	29	29	ВН			330,0	8,9
28	48	11	отп КСК - КСК	22	22	ВН			330,0	6,8
29	50	13	отп Байкальская - Байка...	14	15	ВН			445,0	3,3
30	51	13	отп Байкальская - Байка...	24	25	ВН			445,0	5,7
31	1	2	Комсомольская - ГПП-4	38	39	ВН			835,0	4,7
32	46	2	отп ГПП-4 - ГПП-4	94	99	ВН			690,0	14,3
33	1	46	Комсомольская - отп ГПП-4	26	25	ВН			835,0	3,1
34	46	3	отп ГПП-4 - Старт	70	69	ВН			690,0	10,2
35	5	8	Селихино - Ванино	44	104	ВН			690,0	15,1

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	V	Delta
1			Нагр	1	Комсомольская	220		1	0,5	1,1						230,32	0,93
2			Нагр	2	ГПП-4	220		1	52,2	17,7						230,22	0,78
3			Нагр	3	Старт	220		1								230,84	1,00
4			Нагр	4	Парус	220		1								230,99	1,16
5			Нагр	5	Селихино	220		1	43,7	26,0						228,04	-0,05
6			Нагр	6	Уктур	220		1	1,4	0,2						223,16	-2,31
7			Нагр	7	Высокогорная	220		1	4,9	0,2						223,08	-2,34
8			Нагр	8	Ванино	220		1	89,5	40,3						209,36	-4,59
9			Нагр	9	Хурба	110		2	7,9	2,5						116,39	7,55
10			Нагр	10	Т	110		2	32,1	11,8						118,69	2,24
11			Нагр	11	КСК	110		2	1,4	0,6						117,98	1,99
12			Нагр	12	КНПЗ	110		2	33,3	12,6						117,84	1,95
13			Нагр	13	Байкальская	110		2	7,7	2,7						117,82	1,78
14			Нагр	14	Окоча	110		2	23,0	11,1						110,31	-0,36
15			Нагр	15	Эгге	110		2	18,1	8,1						110,64	-0,17
16			Нагр	16	СГТЭЦ	110		2								110,76	-0,09
17			База	17	г1	10		1			43,6	18,7	10,0	-31,0	63,0	10,00	
18			Ген	18	г2	10		1			60,0	4,9	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,09
19			Нагр	19	КТЭЦ-2	110		2								120,25	3,02
20			Ген	20	г1	10		1			20,0	22,0	10,0	-13,0	27,5	10,00	3,02
21			Ген	21	г2	10		1			20,0	22,0	10,0	-31,0	63,0	10,00	3,02
22			Ген	22	г3	10		1			40,0	5,1	10,0	-31,0	63,0	10,00	3,12
23			Ген	23	г4	10		1			40,0	5,1	10,0	-31,0	63,0	10,00	3,12
24			Нагр	24	АТЭЦ	110		2								120,36	11,21
25			Ген	25	г1	10		1			20,0	3,1	10,0	-30,0	60,0	10,00	11,25
26			Ген	26	г2	10		1			20,0	3,1	10,0	-30,0	60,0	10,00	11,25
27			Ген	27	г3	10		1			16,0	6,5	10,0	-16,0	32,0	10,00	11,24
28			Ген	28	г4	10		1			30,0	-5,3	10,0	-30,0	60,0	10,00	11,30
29			Ген	29	г5	10		1			20,0	3,1	10,0	-60,0	120,0	10,00	11,25
30			Нагр	30	нейт Ванино	220		1								209,94	-2,24
31			Нагр	31	нейт Ванино	220		1								209,94	-2,24
32			Нагр	32	сн Ванино	110		2								109,21	-2,24
33			Нагр	33	нн Ванино	10		1								8,40	-2,24
34			Нагр	34	нейт Старт	220		1								233,72	1,76
35			Нагр	35	нейт Старт	220		1								233,72	1,76
36			Нагр	36	сн Старт	110		2	1,7	0,4						116,87	1,75
37			Нагр	37	нн Старт	10		1								11,69	1,76
38			Нагр	38	нейт Комс	220		1								229,09	5,51
39			Нагр	39	нейт Комс	220		1								229,07	5,51
40			Нагр	40	сн Комс	110		2								114,61	5,51
41			Нагр	41	нн Комс	10		1								11,45	5,51
42			Нагр	42	нейт Парус	220		1								230,82	2,87
43			Нагр	43	нейт парус	220		1								230,82	2,87
44			Нагр	44	сн Парус	110		2	1,6	5,2						120,05	2,87
45			Нагр	45	нн Парус	10		1								11,54	2,87
46			Нагр	46	отп ГПП-4	220		1								230,38	0,85
47			Нагр	47	отп КСК	110		2								118,22	2,05
48			Нагр	48	отп КСК	110		2								117,80	1,95
49			Нагр	49	отп Парус	110		2								120,06	2,87
50			Нагр	50	отп Байкальская	110		2								118,05	1,95
51			Нагр	51	отп Байкальская	110		2								118,26	2,06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	5			Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	-146,0	0,2		-40	-7	107	17,5
2			ЛЭП	1	5			Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	-146,0	0,2		-40	-7	107	17,5
3			ЛЭП	5	6			Селихино - Уктур	13,60	59,80	-368,0	0,6		-36	-1	104	15,1
4			ЛЭП	6	7			Уктур - Высокогорная	0,16	0,69	-4,2	0,1		-34	-18	101	14,6
5			ЛЭП	7	8			Высокогорная - Ванино	18,70	82,20	-506,3	0,8		-29	-18	134	19,4
6			ЛЭП	1	3			Комсомольская - Старт	2,30	13,10	-86,0	0,1		7	10	31	3,7
7			ЛЭП	1	3			Комсомольская - Старт	2,30	13,10	-86,0	0,1		7	10	31	3,7
8			ЛЭП	4	3			Парус - Старт	2,10	9,20	-56,0	0,1		-16	1	41	5,9
9			Тр-р	8	30			Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	30	1	84	
10			Тр-р	8	31			Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	30	1	84	
11			Тр-р	30	32			нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,520	30	2	84	
12			Тр-р	31	32			нейт Ванино - сн Ванино	0,48				0,520	30	2	84	
13			Тр-р	30	33			нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00			0,040				
14			Тр-р	31	33			нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00			0,040				
15			Тр-р	3	34			Старт - нейт Старт	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	12	10	40	
16			Тр-р	3	35			Старт - нейт Старт	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	12	10	40	
17			Тр-р	35	36			нейт Старт - сн Старт	0,48				0,500	12	11	41	
18			Тр-р	34	36			нейт Старт - сн Старт	0,48				0,500	12	11	41	
19			Тр-р	34	37			нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00			0,050				
20			Тр-р	35	37			нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00			0,050				
21			Тр-р	1	38			Комсомольская - нейт Комс	1,40	194,00	6,0	0,8	1,000	22	-3	55	
22			Тр-р	1	39			Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,20	11,8	1,2	1,000	71	-9	180	
23			Тр-р	38	40			нейт Комс - сн Комс	1,40				0,500	22	-1	55	
24			Тр-р	39	40			нейт Комс - сн Комс	0,48				0,500	71	-3	180	
25			Тр-р	38	41			нейт Комс - нн Комс	2,80	195,60			0,050				
26			Тр-р	39	41			нейт Комс - нн Комс	3,20	131,00			0,050				
27			Тр-р	4	42			Парус - нейт Парус	1,40	194,00	6,0	0,8	1,000	8	-1	20	
28			Тр-р	4	43			Парус - нейт парус	1,40	194,00	6,0	0,8	1,000	8	-1	20	
29			Тр-р	42	44			нейт Парус - сн Парус	1,40				0,520	8		20	
30			Тр-р	43	44			нейт парус - сн Парус	1,40				0,520	8		20	
31			Тр-р	42	45			нейт Парус - нн Парус	2,80	195,60			0,050				
32			Тр-р	43	45			нейт парус - нн Парус	2,80	195,60			0,050				
33			ЛЭП	19	10			КТЭЦ-2 - Т	1,60	4,20	-28,0			-55	-24	288	56,6
34			ЛЭП	19	49			КТЭЦ-2 - отп Парус	0,10	0,60	-0,4			-65	-28	338	66,3
35			ЛЭП	49	10			отп Парус - Т	1,50	4,10	-27,5			-47	-23	251	49,2
36			ЛЭП	40	9			сн Комс - Хурба	2,30	5,00	-32,2			93	-3	469	76,8
37			ЛЭП	24	9			АТЭЦ - Хурба	4,10	8,80	-57,0			-106	-8	508	83,3
38			ЛЭП	16	32			СПТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	-104,0	0,1		-31	-2	162	26,5
39			ЛЭП	16	32			СПТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	-104,0	0,1		-31	-2	162	26,5
40			ЛЭП	10	50			Т - отп Байкальская	0,80	2,10	-14,0			-42	-20	228	44,8
41			ЛЭП	10	51			Т - отп Байкальская	0,80	2,10	-14,0			-27	-14	146	28,6
42			ЛЭП	50	12			отп Байкальская - КНПЗ	0,50	0,25	-3,0			-39	-20	217	42,5
43			ЛЭП	51	47			отп Байкальская - отп КСК	0,10	0,20	-3,0			-22	-14	125	24,5
44			ЛЭП	12	48			КНПЗ - отп КСК	0,20	0,40	-3,5			-6	-8	49	9,5
45			ЛЭП	47	36			отп КСК - сн Старт	3,60	7,70	-49,0			-16	-13	102	19,9
46			ЛЭП	48	36			отп КСК - сн Старт	3,60	7,70	-49,0			-10	-9	70	13,7
47			ЛЭП	49	44			отп Парус - сн Парус	0,03	0,06	-0,4			-18	-5	90	17,6
48			ЛЭП	16	14			СПТЭЦ - Окоча	1,60	5,70	-39,5			-12	-5	67	11,0
49			ЛЭП	16	14			СПТЭЦ - Окоча	1,60	5,70	-39,5			-12	-5	67	11,0
50			ЛЭП	16	15			СПТЭЦ - Эгге	0,29	0,99	-6,8			-18	-8	103	17,0
51			ЛЭП	47	11			отп КСК - КСК	4,30	3,10	-36,8			-6	-1	29	8,9
52			ЛЭП	48	11			отп КСК - КСК	4,30	3,10	-36,8			5	1	23	6,9
53			ЛЭП	50	13			отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70	-100,1			-3		15	3,3
54			ЛЭП	51	13			отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70	-100,1			-5		25	5,7
55			Тр-р	16	17			СПТЭЦ - г1	0,60	0,71	32,7	4,8	0,090	43	18	245	
56			Тр-р	16	18			СПТЭЦ - г2	0,60	0,71	32,7	4,8	0,090	60	4	312	
57			Тр-р	19	20			КТЭЦ-2 - г1	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	21	141	
58			Тр-р	19	21			КТЭЦ-2 - г2	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	21	141	
59			Тр-р	19	22			КТЭЦ-2 - г3	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	40	5	193	
60			Тр-р	19	23			КТЭЦ-2 - г4	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	40	5	193	
61			Тр-р	24	25			АТЭЦ - г1	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	3	96	
62			Тр-р	24	26			АТЭЦ - г2	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	3	96	
63			Тр-р	24	27			АТЭЦ - г3	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	16	6	82	
64			Тр-р	24	28			АТЭЦ - г4	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	30	-6	146	
65			Тр-р	24	29			АТЭЦ - г5	0,60	0,71	32,7	4,8	0,083	20	3	96	
66			ЛЭП	1	2			Комсомольская - ГПП-4	1,50	8,80	-56,0	0,1		-15	1	39	4,6
67			ЛЭП	46	2			отп ГПП-4 - ГПП-4	0,40	1,70	-108,0	0,1		-37	-10	101	14,6
68			ЛЭП	1	46			Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,20	-45,8	0,1		-10	5	28	3,3
69			ЛЭП	46	3			отп ГПП-4 - Старт	1,30	6,00	-37,2	0,1		27	13	75	10,8
70			ЛЭП	5	8			Селихино - Ванино	32,34	141,50	-871,0	0,5					

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin 3

Графика | Трансформаторы | Районы | Потери | Токовая загрузка

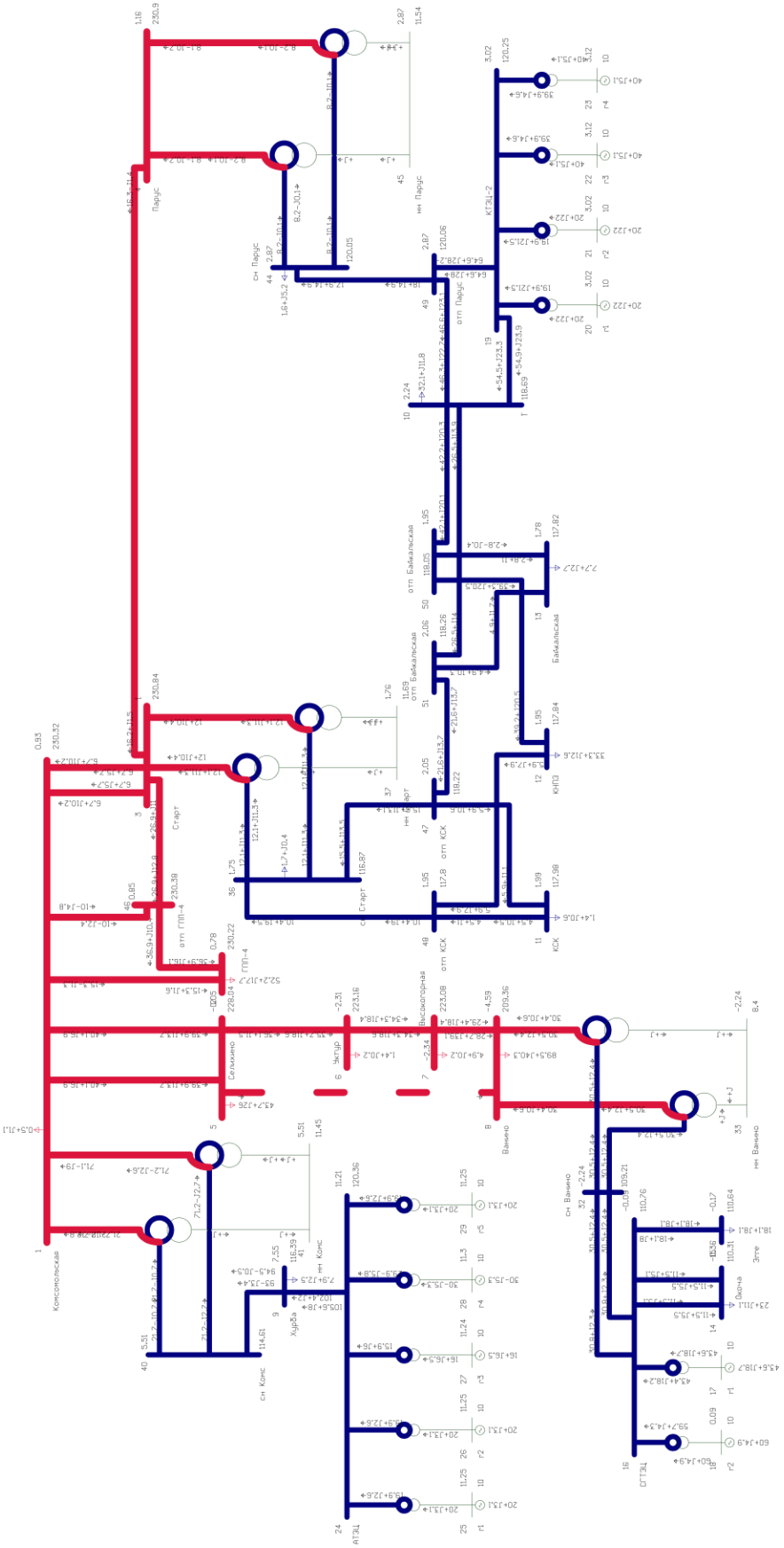
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_
1	220	2,31	1,57	0,19	0,13	0,43	
2	110	7,93	6,59	0,59		0,74	

Токовая загрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tc	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	1	5	Комсомольская - Селихино	102	107	ВН			610,0	17,5
2	1	5	Комсомольская - Селихино	102	107	ВН			610,0	17,5
3	5	6	Селихино - Уктур	91	104	ВН			690,0	15,1
4	6	7	Уктур - Высокогорная	101	101	ВН			690,0	14,6
5	7	8	Высокогорная - Ванино	90	134	ВН			690,0	19,4
6	1	3	Комсомольская - Старт	31	22	ВН			835,0	3,7
7	1	3	Комсомольская - Старт	31	22	ВН			835,0	3,7
8	4	3	Парус - Старт	41	41	ВН			690,0	5,9
9	19	10	КТЭЦ-2 - Т	288	288	ВН			510,0	56,6
10	19	49	КТЭЦ-2 - отп Парус	338	338	ВН			510,0	66,3
11	49	10	отп Парус - Т	250	251	ВН			510,0	49,2
12	40	9	сн Комс - Хурба	469	469	ВН			610,0	76,8
13	24	9	АТЭЦ - Хурба	508	508	ВН			610,0	83,3
14	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	161	162	ВН			610,0	26,5
15	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	161	162	ВН			610,0	26,5
16	10	50	Т - отп Байкальская	228	228	ВН			510,0	44,8
17	10	51	Т - отп Байкальская	146	146	ВН			510,0	28,6
18	50	12	отп Байкальская - КНПЗ	217	217	ВН			510,0	42,5
19	51	47	отп Байкальская - отп КСК	125	125	ВН			510,0	24,5
20	12	48	КНПЗ - отп КСК	48	49	ВН			510,0	9,5
21	47	36	отп КСК - сн Старт	100	102	ВН			510,0	19,9
22	48	36	отп КСК - сн Старт	67	70	ВН			510,0	13,7
23	49	44	отп Парус - сн Парус	89	90	ВН			510,0	17,6
24	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН			610,0	11,0
25	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН			610,0	11,0
26	16	15	СГТЭЦ - Эгге	103	103	ВН			610,0	17,0
27	47	11	отп КСК - КСК	29	29	ВН			330,0	8,9
28	48	11	отп КСК - КСК	23	22	ВН			330,0	6,9
29	50	13	отп Байкальская - Байка...	14	15	ВН			445,0	3,3
30	51	13	отп Байкальская - Байка...	24	25	ВН			445,0	5,7
31	1	2	Комсомольская - ГПП-4	38	39	ВН			835,0	4,6
32	46	2	отп ГПП-4 - ГПП-4	96	101	ВН			690,0	14,6
33	1	46	Комсомольская - отп ГПП-4	28	26	ВН			835,0	3,3
34	46	3	отп ГПП-4 - Старт	75	73	ВН			690,0	10,8
35	5	8	Селихино - Ванино			ВН			690,0	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима в ПВК RastrWin 3



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$\varepsilon_{2021.2026} := 0.03$ $\quad k_m := 1.2$

$\varepsilon_{2026.2031} := 0.04$ $\quad k_ф := 1.1$

ПС Хурба

$P_{max} := 7.9 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 6.583 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 7.242 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 9.158 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 9.158 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 7.632 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 8.847 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 8.395 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 10.214 \quad MBm$

ПС Т

$P_{max} := 32.1 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 26.75 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 29.425 MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 37.213 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 37.213 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 31.011 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 35.95 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 34.112 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 41.502 \quad MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

ПС Космомольская

$P_{max} := 0.5 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 0.417 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 0.458 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 0.58 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 0.58 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 0.483 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 0.56 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 0.531 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 0.646 \quad MBm$

ПС ГПП-4

$P_{max} := 52.2 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 43.5 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 47.85 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 60.514 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 60.514 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 50.428 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 58.46 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 55.471 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 67.489 \quad MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

ПС Старт

$P_{max} := 1.7 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 1.417 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 1.558 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.971 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.971 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.642 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.904 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.807 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 2.198 \quad MBm$

ПС Парус

$P_{max} := 1.6 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 1.333 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 1.467 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.855 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.855 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.546 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.792 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.7 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 2.069 \quad MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

ПС Селихино

$P_{max} := 43.7 \ MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 36.417 \ MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 40.058 MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 50.66 \ MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 50.66 \ MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 42.217 \ MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 48.941 \ MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 46.439 \ MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 56.5 \ MBm$

ПС Уктур

$P_{max} := 1.4 \ MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 1.167 \ MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 1.283 \ MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.623 \ MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.623 \ MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.352 \ MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.568 \ MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.488 \ MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 1.81 \ MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

ПС Высокогорная

$P_{max} := 4.9 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 4.083 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 4.492 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 5.68 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 5.68 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 4.734 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 5.488 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 5.207 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 6.335 \quad MBm$

ПС Ванино

$P_{max} := 89.5 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 74.583 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 82.042 MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 103.755 MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 103.755 MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 86.463 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 100.234 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 95.109 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 115.714 MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

ПС КСК

$P_{max} := 1.4 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 1.167 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 1.283 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.623 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.623 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.352 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.568 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.488 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 1.81 \quad MBm$

ПС КНПЗ

$P_{max} := 33.3 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 27.75 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 30.525 MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 38.604 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 38.604 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 32.17 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 37.294 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 35.387 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 43.054 \quad MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

ПС Байкальская

$P_{max} := 7.7 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 6.417 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 7.058 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 8.926 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 8.926 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 7.439 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 8.623 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 8.183 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 9.955 \quad MBm$

ПС Окоча

$P_{max} := 1.6 \quad MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 1.333 \quad MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 1.467 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.855 \quad MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.855 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.546 \quad MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.792 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 1.7 \quad MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 2.069 \quad MBm$

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

ПС Эгге

$P_{max} := 18.1 \ MBm$

$P_{ср} := \frac{P_{max}}{k_m} = 15.083 \ MBm$

$P_{эф} := P_{ср} \cdot k_ф = 16.592 MBm$

$P_{max.прогн.2026} := P_{max} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 20.983 \ MBm$

$P_{max.прогн.2031} := P_{max.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 20.983 \ MBm$

$P_{ср.прогн.2026} := P_{ср} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 17.486 \ MBm$

$P_{ср.прогн.2031} := P_{ср.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 20.271 \ MBm$

$P_{эф.прогн.2026} := P_{эф} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2021.2026}\right)^5 = 19.234 \ MBm$

$P_{эф.прогн.2031} := P_{эф.прогн.2026} \cdot \left(1 + \varepsilon_{2026.2031}\right)^5 = 23.401 \ MBm$

ПС Окоча

Создано в PTC Mathcad Express. Дополнительную информацию см. в www.mathcad.com.

$К_{инфл} := 5.52$

Вариант 1 - Отпайка

Капиталовложения в строительство линии

Стальные опоры двухцепные

$k_{220} := 2195$ тыс.руб

$К_{ВЛ} := \left(k_{220} \cdot 0.5\right) \cdot К_{инфл} = 6.058 \times 10^{3}$ тыс.руб

Капиталовложения на вырубку просеки

$К_{прос} := 110 \cdot 0.5 \cdot К_{инфл} = 303.6$ тыс.руб

Капиталовложения в ОРУ

$К_{ору} := 212000 \cdot К_{инфл} = 1.17 \times 10^{6}$ тыс.руб

Капиталовложения в трансформаторы

$К_{тр} := 10700 \cdot 2 \cdot К_{инфл} = 1.181 \times 10^{5}$ тыс.руб

Капиталовложения в постоянные затраты

$К_{пост} := 35000 \cdot К_{инфл} = 1.932 \times 10^{5}$ тыс.руб

Суммарные капиталовложения в ПС

$К_{пс} := К_{пост} + К_{тр} + К_{ору} + К_{прос}$

$К_{пс} = 1.482 \times 10^{6}$ тыс.руб

Общие капиталовложения

$К_{об} := К_{пс} + К_{ВЛ}$ $К_{об} = 1.488 \times 10^{6}$ тыс.руб

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$\alpha_{тэовл} := 0.0085$ $\alpha_{тэопс} := 0.05$

$И_{РЭИ} := К_{пс} \cdot \alpha_{тэопс} + К_{ВЛ} \cdot \alpha_{тэовл} = 7.415 \times 10^{4}$

Издержки на амортизационные отчисления

$И_{ам} := \frac{К_{пс}}{25} + \frac{К_{ВЛ}}{15} = 5.968 \times 10^{4}$ тыс.руб

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$T_{max} := 5200$

$R_{тр} := 2.9$ Ом $\Delta P_{xx} := 34 \cdot 10^{-3}$ МВт

$U := 220$ кВ $Рэф := 15.3$ МВт

$Тз := 5200$ ч $Qэф := 6$ МВт

$Тл := 2860$ ч $Тг := 8760$ ч

$$\Delta W_{тр} := \frac{Р_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{тр} \cdot Т_з + \frac{Р_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{тр} \cdot Т_л + 2 \cdot \Delta P_{хх} \cdot Т_г = 660.898$$

$R_{вл} := 18.7$ Ом

$$\Delta W_к := 0.97 \cdot 10^{-3} \quad \frac{МВт}{ч}$$

$$\Delta W_{вл} := \frac{Р_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{вл} \cdot Т_з + \frac{Р_{эф}^2 + Q_{эф}^2}{2 \cdot U^2} \cdot Т_л \cdot R_{вл} + \Delta W_к = 420.543$$

$c_0 := 1.8$ руб/кВт · ч

$\Delta W := \Delta W_{вл} + \Delta W_{тр}$

$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 1.947 \times 10^3$ тыс.руб

$И := И_{ам} + И_{РЭИ} + И_{\Delta W} = 1.358 \times 10^5$

Расчет среднегодовых расходов:

$З_1 := 0.1 \cdot К_{об} + И = 2.846 \times 10^5$ тыс.руб

Вариант 2 - Рассечка

$L := 0.5$ км

Капиталовложения в строительство линий

Стальные опоры двухцепные

$k_{220} := 2195$ тыс.руб

$К_{ВЛ} := \left(k_{220} \cdot L\right) \cdot К_{инфл} = 6.058 \times 10^3$ тыс.руб

Капиталовложения на вырубку просеки

$К_{прос} := 220 \cdot L \cdot К_{инфл} = 607.2$ тыс.руб

Капиталовложения в ОРУ

$К_{ору} := 212000 \cdot К_{инфл} + 7000 = 1.177 \times 10^6$ тыс.руб

Капиталовложения в трансформаторы

$К_{тр} := 10700 \cdot 2 \cdot К_{инфл} = 1.181 \times 10^5$ тыс.руб

Капиталовложения в постоянные затраты

$К_{пост} := 35000 \cdot К_{инфл} = 1.932 \times 10^5$ тыс.руб

Суммарные капиталовложения в ПС

$К_{пс} := К_{пост} + К_{тр} + К_{ору} + К_{прос}$

$К_{пс} = 1.489 \times 10^6$ тыс.руб

Общие капиталовложения

$K_{об} := K_{пс} + K_{ВЛ}$ $K_{об} = 1.495 \times 10^6$ тыс.руб

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$\alpha_{тэовл} := 0.0085$ $\alpha_{тэопс} := 0.05$

$И_{РЭИ} := K_{пс} \cdot \alpha_{тэопс} + K_{ВЛ} \cdot \alpha_{тэовл} = 7.451 \times 10^4$

Издержки на амортизационные отчисления

$И_{ам} := \frac{K_{пс} + K_{вл}}{25} = 5.997 \times 10^4$ тыс.руб

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$T_{max} := 5200$

$R_{тр} := 2.9$ Ом $\Delta P_{xx} := 34 \cdot 10^{-3}$ МВт

$U := 220$ кВ $Pэф := 15.3$ МВт

$Tз := 5200$ ч $Qэф := 6$ МВт

$Tл := 2860$ ч $Tг := 8760$ ч

$$\Delta Wтр := \frac{Pэф^2 + Qэф^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{тр} \cdot Tз + \frac{Pэф^2 + Qэф^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{тр} \cdot Tл + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot Tг = 660.898$$

$Rвл := 18.7$ Ом

$$\Delta Wк := 0.97 \cdot 10^{-3} \frac{МВт}{ч}$$

$$\Delta Wвл := \frac{Pэф^2 + Qэф^2}{2 \cdot U^2} \cdot Rвл \cdot Tз + \frac{Pэф^2 + Qэф^2}{2 \cdot U^2} \cdot Tл \cdot Rвл + \Delta Wк = 420.543$$

$c_0 := 1.8$ руб/кВт · ч

$\Delta W := \Delta Wвл + \Delta Wтр$

$И_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 1.947 \times 10^3$ тыс.руб

$И := И_{ам} + И_{РЭИ} + И_{\Delta W} = 1.364 \times 10^5$

Расчет среднегодовых расходов:

$З_1 := 0.1 \cdot K_{об} + И = 2.86 \times 10^5$ тыс.руб

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

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	V	Delta
1			Нагр	1	Комсомольская	220		1	0,5	1,1						231,17	-3,37
2			Нагр	2	ГПП-4	220		1	52,2	17,7						231,04	-3,51
3			Нагр	3	Старт	220		1								231,61	-3,29
4			Нагр	4	Парус	220		1								231,70	-3,13
5			Нагр	5	Селихино	220		1	43,7	26,0						229,21	-4,37
6			Нагр	6	Уктур	220		1	1,4	0,2						225,47	-5,70
7			Нагр	7	Высокогорная	220		1	4,9	0,2						225,40	-5,72
8			Нагр	8	Ванино	220		1	89,5	40,3						215,86	-5,94
9			Нагр	9	Хурба	110		2	7,9	2,5						116,54	3,23
10			Нагр	10	Т	110		2	32,1	11,8						118,76	-2,04
11			Нагр	11	КСК	110		2	1,4	0,6						118,08	-2,29
12			Нагр	12	КНПЗ	110		2	33,3	12,6						117,93	-2,34
13			Нагр	13	Байкальская	110		2	7,7	2,7						117,92	-2,51
14			Нагр	14	Окоча	110		2	23,0	11,1						110,35	-0,47
15			Нагр	15	Эгге	110		2	18,1	8,1						110,67	-0,27
16			Нагр	16	СГТЭЦ	110		2								110,79	-0,20
17			База	17	г1	10		1			59,2		10,0	-31,0	63,0	10,00	
18			Ген	18	г2	10		1			60,0	-0,7	10,0	-31,0	63,0	10,00	
19			Нагр	19	КТЭЦ-2	110		2								120,26	-1,26
20			Ген	20	г1	10		1			20,0	20,9	10,0	-13,0	27,5	10,00	-1,25
21			Ген	21	г2	10		1			20,0	20,9	10,0	-31,0	63,0	10,00	-1,25
22			Ген	22	г3	10		1			40,0	4,0	10,0	-31,0	63,0	10,00	-1,15
23			Ген	23	г4	10		1			40,0	4,0	10,0	-31,0	63,0	10,00	-1,15
24			Нагр	24	АТЭЦ	110		2								120,37	6,92
25			Ген	25	г1	10		1			20,0	2,7	10,0	-30,0	60,0	10,00	6,97
26			Ген	26	г2	10		1			20,0	2,7	10,0	-30,0	60,0	10,00	6,97
27			Ген	27	г3	10		1			16,0	6,1	10,0	-16,0	32,0	10,00	6,95
28			Ген	28	г4	10		1			30,0	-5,7	10,0	-30,0	60,0	10,00	7,02
29			Ген	29	г5	10		1			20,0	2,7	10,0	-60,0	120,0	10,00	6,97
30			Нагр	30	нейт Ванино	220		1								212,74	-3,12
31			Нагр	31	нейт Ванино	220		1								212,74	-3,12
32			Нагр	32	сн Ванино	110		2								110,67	-3,12
33			Нагр	33	нн Ванино	10		1								8,51	-3,12
34			Нагр	34	нейт Старт	220		1								234,12	-2,55
35			Нагр	35	нейт Старт	220		1								234,12	-2,55
36			Нагр	36	сн Старт	110		2	1,7	0,4						117,07	-2,55
37			Нагр	37	нн Старт	10		1								11,71	-2,55
38			Нагр	38	нейт Комс	220		1								229,56	1,19
39			Нагр	39	нейт Комс	220		1								229,54	1,19
40			Нагр	40	сн Комс	110		2								114,85	1,19
41			Нагр	41	нн Комс	10		1								11,48	1,19
42			Нагр	42	нейт Парус	220		1								230,86	-1,41
43			Нагр	43	нейт парус	220		1								230,86	-1,41
44			Нагр	44	сн Парус	110		2	1,6	5,2						120,07	-1,40
45			Нагр	45	нн Парус	10		1								11,54	-1,41
46			Нагр	46	отп ГПП-4	220		1								231,19	-3,45
47			Нагр	47	отп КСК	110		2								118,32	-2,23
48			Нагр	48	отп КСК	110		2								117,90	-2,34
49			Нагр	49	отп Парус	110		2								120,08	-1,40
50			Нагр	50	отп Байкальская	110		2								118,14	-2,33
51			Нагр	51	отп Байкальская	110		2								118,36	-2,22
52			Нагр	52	Джигдаси	220		1								220,54	-6,22
53			Нагр	53	нейт	220		1								218,84	-7,23
54			Нагр	54	нейт	220		1								218,84	-7,23
55			Нагр	55	сн	28		1	15,3	6,1						27,34	-7,22
56			Нагр	56	нн	10		1								8,75	-7,23

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

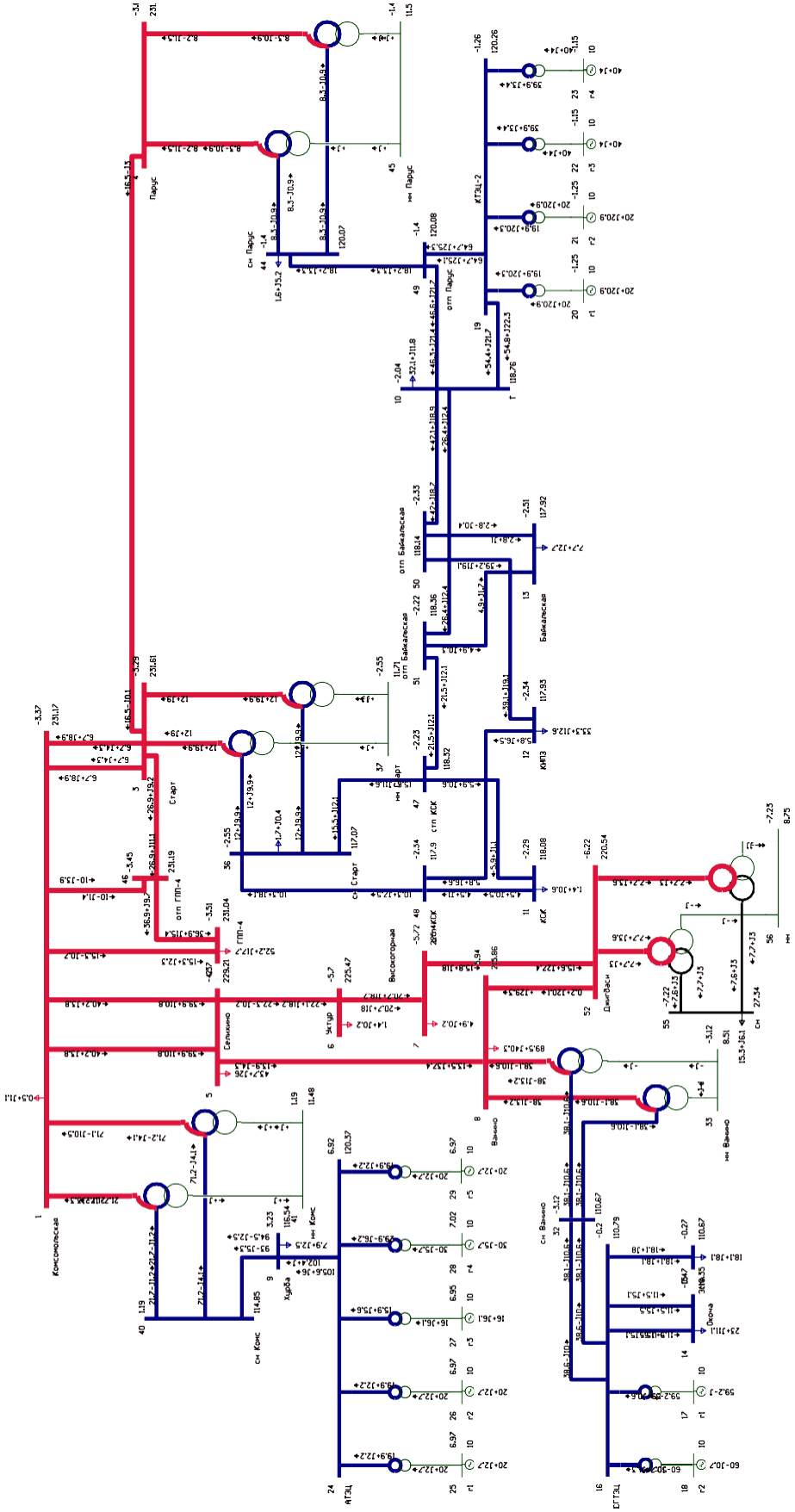
Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	5			Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	-146,0		-40	-4	104	17,1
2			ЛЭП	1	5			Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	-146,0		-40	-4	104	17,1
3			ЛЭП	5	6			Селихино - Уктур	13,60	59,80	-368,0		-22		73	10,6
4			ЛЭП	6	7			Уктур - Высокогорная	0,16	0,69	-4,2		-21	-18	71	10,2
5			ЛЭП	1	3			Комсомольская - Старт	2,30	13,10	-86,0		7	9	28	3,3
6			ЛЭП	1	3			Комсомольская - Старт	2,30	13,10	-86,0		7	9	28	3,3
7			ЛЭП	4	3			Парус - Старт	2,10	9,20	-56,0		-16	3	42	6,0
8			Тр-р	8	30			Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	11,8	1,000	38	-13	108	
9			Тр-р	8	31			Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	11,8	1,000	38	-13	108	
10			Тр-р	30	32			нейт Ванино - сн Ванино	0,48			0,520	38	-11	107	
11			Тр-р	31	32			нейт Ванино - сн Ванино	0,48			0,520	38	-11	107	
12			Тр-р	30	33			нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00		0,040				
13			Тр-р	31	33			нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00		0,040				
14			Тр-р	3	34			Старт - нейт Старт	0,55	59,20	11,8	1,000	12	9	37	
15			Тр-р	3	35			Старт - нейт Старт	0,55	59,20	11,8	1,000	12	9	37	
16			Тр-р	35	36			нейт Старт - сн Старт	0,48			0,500	12	10	38	
17			Тр-р	34	36			нейт Старт - сн Старт	0,48			0,500	12	10	38	
18			Тр-р	34	37			нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00		0,050				
19			Тр-р	35	37			нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00		0,050				
20			Тр-р	1	38			Комсомольская - нейт Комс	1,40	194,00	6,0	1,000	22	-3	55	
21			Тр-р	1	39			Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,20	11,8	1,000	71	-10	179	
22			Тр-р	38	40			нейт Комс - сн Комс	1,40			0,500	22	-1	55	
23			Тр-р	39	40			нейт Комс - сн Комс	0,48			0,500	71	-4	179	
24			Тр-р	38	41			нейт Комс - нн Комс	2,80	195,60		0,050				
25			Тр-р	39	41			нейт Комс - нн Комс	3,20	131,00		0,050				
26			Тр-р	4	42			Парус - нейт Парус	1,40	194,00	6,0	1,000	8	-2	21	
27			Тр-р	4	43			Парус - нейт парус	1,40	194,00	6,0	1,000	8	-2	21	
28			Тр-р	42	44			нейт Парус - сн Парус	1,40			0,520	8	-1	21	
29			Тр-р	43	44			нейт парус - сн Парус	1,40			0,520	8	-1	21	
30			Тр-р	42	45			нейт Парус - нн Парус	2,80	195,60		0,050				
31			Тр-р	43	45			нейт парус - нн Парус	2,80	195,60		0,050				
32			ЛЭП	19	10			КТЭЦ-2 - Т	1,60	4,20	-28,0		-55	-22	285	55,8
33			ЛЭП	19	49			КТЭЦ-2 - отп Парус	0,10	0,60	-0,4		-65	-25	334	65,4
34			ЛЭП	49	10			отп Парус - Т	1,50	4,10	-27,5		-47	-22	248	48,6
35			ЛЭП	40	9			сн Комс - Хурба	2,30	5,00	-32,2		93	-5	468	76,8
36			ЛЭП	24	9			АТЭЦ - Хурба	4,10	8,80	-57,0		-106	-6	507	83,2
37			ЛЭП	16	32			СГТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	-104,0		-39	10	208	34,1
38			ЛЭП	16	32			СГТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	-104,0		-39	10	208	34,1
39			ЛЭП	10	50			Т - отп Байкальская	0,80	2,10	-14,0		-42	-19	225	44,1
40			ЛЭП	10	51			Т - отп Байкальская	0,80	2,10	-14,0		-26	-12	142	27,9
41			ЛЭП	50	12			отп Байкальская - КНПЗ	0,50	0,25	-3,0		-39	-19	213	41,8
42			ЛЭП	51	47			отп Байкальская - отп КСК	0,10	0,20	-3,0		-21	-12	120	23,6
43			ЛЭП	12	48			КНПЗ - отп КСК	0,20	0,40	-3,5		-6	-7	43	8,4
44			ЛЭП	47	36			отп КСК - сн Старт	3,60	7,70	-49,0		-16	-12	97	19,0
45			ЛЭП	48	36			отп КСК - сн Старт	3,60	7,70	-49,0		-10	-8	65	12,7
46			ЛЭП	49	44			отп Парус - сн Парус	0,03	0,06	-0,4		-18	-3	89	17,4
47			ЛЭП	16	14			СГТЭЦ - Окоча	1,60	5,70	-39,5		-12	-5	67	11,0
48			ЛЭП	16	14			СГТЭЦ - Окоча	1,60	5,70	-39,5		-12	-5	67	11,0
49			ЛЭП	16	15			СГТЭЦ - Эгге	0,29	0,99	-6,8		-18	-8	103	17,0
50			ЛЭП	47	11			отп КСК - КСК	4,30	3,10	-36,8		-6	-1	29	8,9
51			ЛЭП	48	11			отп КСК - КСК	4,30	3,10	-36,8		5	1	23	6,8
52			ЛЭП	50	13			отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70	-100,1		-3		15	3,3
53			ЛЭП	51	13			отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70	-100,1		-5		25	5,7
54			Тр-р	16	17			СГТЭЦ - г1	0,60	0,71	32,7	0,090	59	-1	307	
55			Тр-р	16	18			СГТЭЦ - г2	0,60	0,71	32,7	0,090	60	-1	311	
56			Тр-р	19	20			КТЭЦ-2 - г1	0,60	0,71	32,7	0,083	20	20	137	
57			Тр-р	19	21			КТЭЦ-2 - г2	0,60	0,71	32,7	0,083	20	20	137	
58			Тр-р	19	22			КТЭЦ-2 - г3	0,60	0,71	32,7	0,083	40	3	192	
59			Тр-р	19	23			КТЭЦ-2 - г4	0,60	0,71	32,7	0,083	40	3	192	
60			Тр-р	24	25			АТЭЦ - г1	0,60	0,71	32,7	0,083	20	2	96	
61			Тр-р	24	26			АТЭЦ - г2	0,60	0,71	32,7	0,083	20	2	96	
62			Тр-р	24	27			АТЭЦ - г3	0,60	0,71	32,7	0,083	16	6	81	
63			Тр-р	24	28			АТЭЦ - г4	0,60	0,71	32,7	0,083	30	-6	146	
64			Тр-р	24	29			АТЭЦ - г5	0,60	0,71	32,7	0,083	20	2	96	
65			ЛЭП	1	2			Комсомольская - ГПП-4	1,50	8,80	-56,0		-15	1	39	4,6
66			ЛЭП	46	2			отп ГПП-4 - ГПП-4	0,40	1,70	-108,0		-37	-10	100	14,5
67			ЛЭП	1	46			Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,20	-45,8		-10	4	27	3,2
68			ЛЭП	46	3			отп ГПП-4 - Старт	1,30	6,00	-37,2		27	11	73	10,5
69			ЛЭП	5	8			Селихино - Ванино	32,34	141,50	-871,0		-14	4	106	15,4
70			ЛЭП	7	52			Высокогорная - Джигдаси	9,30	41,10	-203,1		-16	-18	83	12,0
71			ЛЭП	52	8			Джигдаси - Ванино	9,30	41,10	-203,1			-20	78	11,4
72			Тр-р	52	53			Джигдаси - нейт	2,90	112,50	9,0	1,000	-8	-4	22	
73			Тр-р	52	54			Джигдаси - нейт	2,90	112,50	9,0	1,000	-8	-4	22	
74			Тр-р	53	55			нейт - сн	2,90			0,125	-8	-3	22	
75			Тр-р	53	56			нейт - нн	2,90	67,40		0,040				
76			Тр-р	54	55			нейт - сн	2,90			0,125	-8	-3	22	
77			Тр-р	54	56			нейт - нн	2,90	67,40		0,040				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Графика | Трансформаторы | Узлы | Токовая загрузка ЛЭП

	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_0
1	<не задано>	АТ		8	32	22	30
2	<не задано>	АТ		8	32	22	31
3	<не задано>	АТ		3	36	37	34
4	<не задано>	АТ		3	36	37	35
5	<не задано>	АТ		1	40	41	38
6	<не задано>	АТ		1	40	41	39
7	<не задано>	АТ		4	44	45	42
8	<не задано>	АТ		4	44	45	43
9	<не задано>	3х-обм		52	55	56	53
10	<не задано>	3х-обм		52	55	56	54

Графика | Трансформаторы | Узлы | Токовая загрузка ЛЭП | Потери

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	ХХ_тр	dP_Ш-нт
1	220	2,23	1,23	0,23	0,15	0,61	
2	110	8,37	6,98	0,65		0,74	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin33

Токовая загрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	1	5	Комсомольская - Селихино	101	104	ВН		610,0	17,1
2	1	5	Комсомольская - Селихино	101	104	ВН		610,0	17,1
3	5	6	Селихино - Уктур	56	73	ВН		690,0	10,6
4	6	7	Уктур - Высокогорная	70	71	ВН		690,0	10,2
5	1	3	Комсомольская - Старт	28	20	ВН		835,0	3,3
6	1	3	Комсомольская - Старт	28	20	ВН		835,0	3,3
7	4	3	Парус - Старт	42	41	ВН		690,0	6,0
8	19	10	КТЭЦ-2 - Т	284	285	ВН		510,0	55,8
9	19	49	КТЭЦ-2 - отп Парус	334	334	ВН		510,0	65,4
10	49	10	отп Парус - Т	247	248	ВН		510,0	48,6
11	40	9	сн Комс - Хурба	468	468	ВН		610,0	76,8
12	24	9	АТЭЦ - Хурба	507	507	ВН		610,0	83,2
13	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	208	206	ВН		610,0	34,1
14	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	208	206	ВН		610,0	34,1
15	10	50	Т - отп Байкальская	224	225	ВН		510,0	44,1
16	10	51	Т - отп Байкальская	142	142	ВН		510,0	27,9
17	50	12	отп Байкальская - КНПЗ	213	213	ВН		510,0	41,8
18	51	47	отп Байкальская - отп КСК	120	120	ВН		510,0	23,6
19	12	48	КНПЗ - отп КСК	43	43	ВН		510,0	8,4
20	47	36	отп КСК - сн Старт	95	97	ВН		510,0	19,0
21	48	36	отп КСК - сн Старт	63	65	ВН		510,0	12,7
22	49	44	отп Парус - сн Парус	89	89	ВН		510,0	17,4
23	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН		610,0	11,0
24	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН		610,0	11,0
25	16	15	СГТЭЦ - Эгге	103	103	ВН		610,0	17,0
26	47	11	отп КСК - КСК	29	29	ВН		330,0	8,9
27	48	11	отп КСК - КСК	23	22	ВН		330,0	6,8
28	50	13	отп Байкальская - Байка...	14	15	ВН		445,0	3,3
29	51	13	отп Байкальская - Байка...	24	25	ВН		445,0	5,7
30	1	2	Комсомольская - ГПП-4	38	39	ВН		835,0	4,6
31	46	2	отп ГПП-4 - ГПП-4	95	100	ВН		690,0	14,5
32	1	46	Комсомольская - отп ГПП-4	27	25	ВН		835,0	3,2
33	46	3	отп ГПП-4 - Старт	73	71	ВН		690,0	10,5
34	5	8	Селихино - Ванино	37	106	ВН		690,0	15,4
35	7	52	Высокогорная - Джигдаси	61	83	ВН		690,0	12,0
36	52	8	Джигдаси - Ванино	53	78	ВН		690,0	11,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

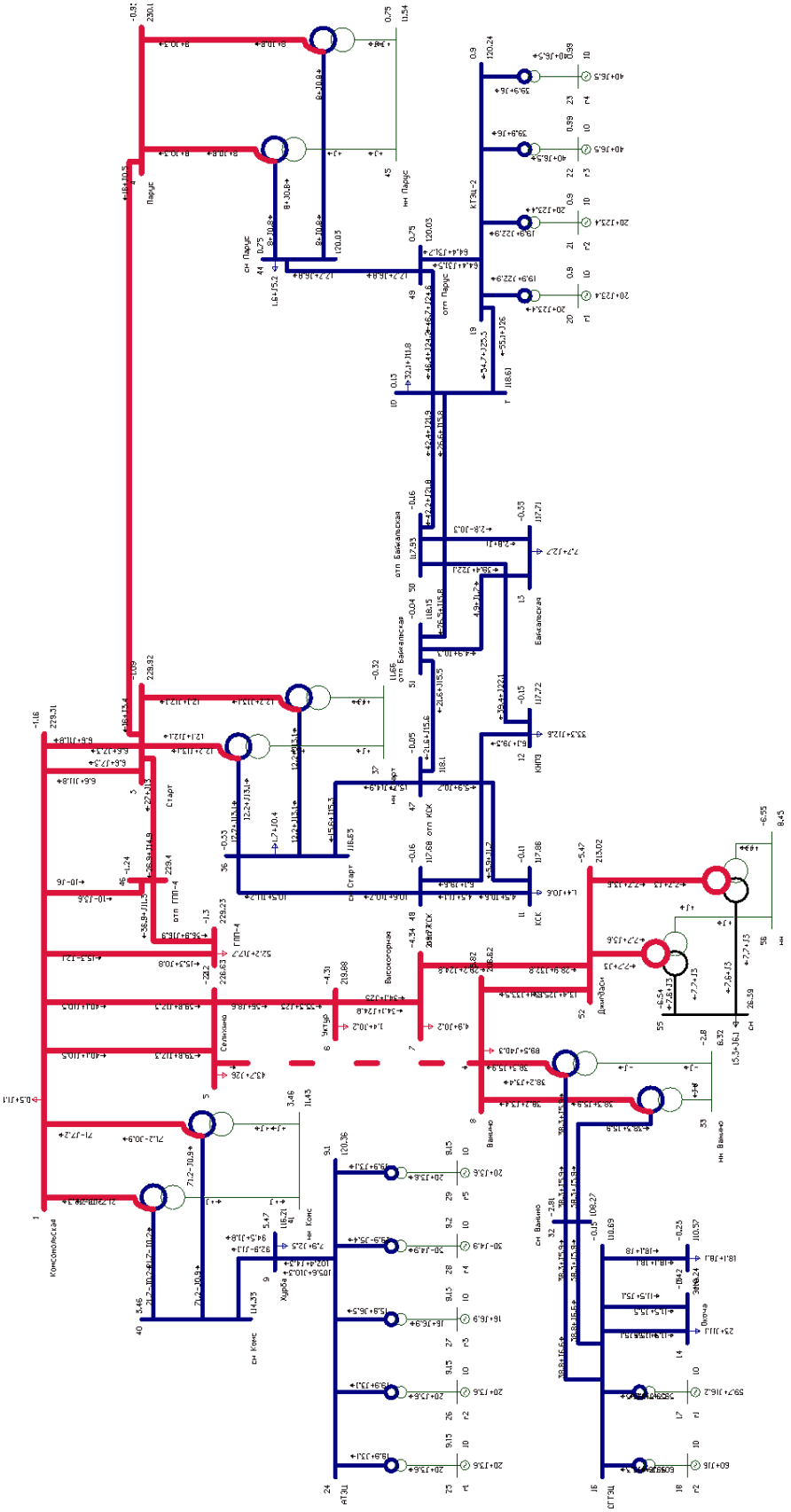
Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1			Нагр	1	Комсомольская	220		1	0,5	1,1						229,31	-1,16
2			Нагр	2	ГПП-4	220		1	52,2	17,7						229,23	-1,30
3			Нагр	3	Старт	220		1								229,92	-1,09
4			Нагр	4	Парус	220		1								230,14	-0,93
5			Нагр	5	Селихино	220		1	43,7	26,0						226,63	-2,12
6			Нагр	6	Уктур	220		1	1,4	0,2						219,88	-4,31
7			Нагр	7	Высокогорная	220		1	4,9	0,2						219,77	-4,34
8			Нагр	8	Ванино	220		1	89,5	40,3						206,62	-5,82
9			Нагр	9	Хурба	110		2	7,9	2,5						116,21	5,47
10			Нагр	10	Т	110		2	32,1	11,8						118,61	0,13
11			Нагр	11	КСК	110		2	1,4	0,6						117,86	-0,11
12			Нагр	12	КНПЗ	110		2	33,3	12,6						117,72	-0,15
13			Нагр	13	Байкальская	110		2	7,7	2,7						117,71	-0,33
14			Нагр	14	Окоча	110		2	23,0	11,1						110,24	-0,42
15			Нагр	15	Эгге	110		2	18,1	8,1						110,57	-0,23
16			Нагр	16	СГТЭЦ	110		2								110,69	-0,15
17			База	17	г1	10		1			59,7	16,2	10,0	-31,0	63,0	10,00	
18			Ген	18	г2	10		1			60,0	16,0	10,0	-31,0	63,0	10,00	
19			Нагр	19	КТЭЦ-2	110		2								120,24	0,90
20			Ген	20	г1	10		1			20,0	23,4	10,0	-13,0	27,5	10,00	0,90
21			Ген	21	г2	10		1			20,0	23,4	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,90
22			Ген	22	г3	10		1			40,0	6,5	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,99
23			Ген	23	г4	10		1			40,0	6,5	10,0	-31,0	63,0	10,00	0,99
24			Нагр	24	АТЭЦ	110		2								120,36	9,10
25			Ген	25	г1	10		1			20,0	3,6	10,0	-30,0	60,0	10,00	9,15
26			Ген	26	г2	10		1			20,0	3,6	10,0	-30,0	60,0	10,00	9,15
27			Ген	27	г3	10		1			16,0	6,9	10,0	-16,0	32,0	10,00	9,13
28			Ген	28	г4	10		1			30,0	-4,9	10,0	-30,0	60,0	10,00	9,20
29			Ген	29	г5	10		1			20,0	3,6	10,0	-60,0	120,0	10,00	9,15
30			Нагр	30	нейт Ванино	220		1								208,12	-2,80
31			Нагр	31	нейт Ванино	220		1								208,12	-2,80
32			Нагр	32	сн Ванино	110		2								108,27	-2,81
33			Нагр	33	нн Ванино	10		1								8,32	-2,80
34			Нагр	34	нейт Старт	220		1								233,24	-0,32
35			Нагр	35	нейт Старт	220		1								233,24	-0,32
36			Нагр	36	сн Старт	110		2	1,7	0,4						116,63	-0,33
37			Нагр	37	нн Старт	10		1								11,66	-0,32
38			Нагр	38	нейт Комс	220		1								228,52	3,46
39			Нагр	39	нейт Комс	220		1								228,51	3,46
40			Нагр	40	сн Комс	110		2								114,33	3,46
41			Нагр	41	нн Комс	10		1								11,43	3,46
42			Нагр	42	нейт Парус	220		1								230,77	0,75
43			Нагр	43	нейт парус	220		1								230,77	0,75
44			Нагр	44	сн Парус	110		2	1,6	5,2						120,03	0,75
45			Нагр	45	нн Парус	10		1								11,54	0,75
46			Нагр	46	отп ГПП-4	220		1								229,40	-1,24
47			Нагр	47	отп КСК	110		2								118,10	-0,05
48			Нагр	48	отп КСК	110		2								117,68	-0,16
49			Нагр	49	отп Парус	110		2								120,03	0,75
50			Нагр	50	отп Байкальская	110		2								117,93	-0,16
51			Нагр	51	отп Байкальская	110		2								118,15	-0,04
52			Нагр	52	Джигдаси	220		1								213,02	-5,47
53			Нагр	53	нейт	220		1								211,26	-6,55
54			Нагр	54	нейт	220		1								211,26	-6,55
55			Нагр	55	сн	28		1	15,3	6,1						26,39	-6,54
56			Нагр	56	нн	10		1								8,45	-6,55

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет режима в выбранном варианте развития сети ПВК RastrWin3

Токовая загрузка ЛЭП

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	1	5	Комсомольская - Селихино	104	111	ВН		610,0	18,1
2	1	5	Комсомольская - Селихино	104	111	ВН		610,0	18,1
3	5	6	Селихино - Уктур	94	114	ВН		690,0	16,5
4	6	7	Уктур - Высокогорная	111	111	ВН		690,0	16,1
5	1	3	Комсомольская - Старт	34	25	ВН		835,0	4,1
6	1	3	Комсомольская - Старт	34	25	ВН		835,0	4,1
7	4	3	Парус - Старт	40	41	ВН		690,0	6,0
8	19	10	КТЭЦ-2 - Т	292	293	ВН		510,0	57,5
9	19	49	КТЭЦ-2 - отп Парус	345	345	ВН		510,0	67,6
10	49	10	отп Парус - Т	254	255	ВН		510,0	50,0
11	40	9	сн Комс - Хурба	469	469	ВН		610,0	77,0
12	24	9	АТЭЦ - Хурба	509	509	ВН		610,0	83,4
13	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	205	207	ВН		610,0	33,9
14	16	32	СГТЭЦ - сн Ванино	205	207	ВН		610,0	33,9
15	10	50	Т - отп Байкальская	232	233	ВН		510,0	45,6
16	10	51	Т - отп Байкальская	151	151	ВН		510,0	29,6
17	50	12	отп Байкальская - КНПЗ	221	221	ВН		510,0	43,4
18	51	47	отп Байкальская - отп КСК	130	130	ВН		510,0	25,5
19	12	48	КНПЗ - отп КСК	55	56	ВН		510,0	10,9
20	47	36	отп КСК - сн Старт	106	108	ВН		510,0	21,2
21	48	36	отп КСК - сн Старт	74	76	ВН		510,0	14,9
22	49	44	отп Парус - сн Парус	91	91	ВН		510,0	17,9
23	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН		610,0	11,0
24	16	14	СГТЭЦ - Окоча	66	67	ВН		610,0	11,0
25	16	15	СГТЭЦ - Эгге	103	104	ВН		610,0	17,0
26	47	11	отп КСК - КСК	29	30	ВН		330,0	8,9
27	48	11	отп КСК - КСК	23	22	ВН		330,0	6,9
28	50	13	отп Байкальская - Байка...	14	15	ВН		445,0	3,3
29	51	13	отп Байкальская - Байка...	24	25	ВН		445,0	5,7
30	1	2	Комсомольская - ГПП-4	39	39	ВН		835,0	4,7
31	46	2	отп ГПП-4 - ГПП-4	97	102	ВН		690,0	14,8
32	1	46	Комсомольская - отп ГПП-4	29	27	ВН		835,0	3,5
33	46	3	отп ГПП-4 - Старт	77	75	ВН		690,0	11,2
34	5	8	Селихино - Ванино			ВН		690,0	
35	7	52	Высокогорная - Джигдаси	101	118	ВН		690,0	17,2
36	52	8	Джигдаси - Ванино	78	101	ВН		690,0	14,6

Графика | Трансформаторы | Потери

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр
1	220	2,47	1,53	0,23	0,12	0,59
2	110	8,53	7,10	0,69		0,74

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

Узлы/Несим/ИД

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном
1				y	1	Комсомольская	220
2				y	2	ГПП-4	220
3				y	3	Старт	220
4				y	4	Парус	220
5				y	5	Селихино	220
6				y	6	Уктур	220
7				y	7	Высокогорная	220
8				y	8	Ванино	220
9				y	9	Хурба	110
10				y	10	Т	110
11				y	11	КСК	110
12				y	12	КНПЗ	110
13				y	13	Байкальская	110
14				y	14	Окоча	110
15				y	15	Эгге	110
16				y	16	СГТЭЦ	110
17				y	17	г1	10
18				y	18	г2	10
19				y	19	КТЭЦ-2	110
20				y	20	г1	10
21				y	21	г2	10
22				y	22	г3	10
23				y	23	г4	10
24				y	24	АТЭЦ	110
25				y	25	г1	10
26				y	26	г2	10
27				y	27	г3	10
28				y	28	г4	10
29				y	29	г5	10
30				y	30	нейт Ванино	220
31				y	31	нейт Ванино	220
32				y	32	сн Ванино	110
33				y	33	нн Ванино	10
34				y	34	нейт Старт	220
35				y	35	нейт Старт	220
36				y	36	сн Старт	110
37				y	37	нн Старт	10
38				y	38	нейт Комс	220
39				y	39	нейт Комс	220
40				y	40	сн Комс	110
41				y	41	нн Комс	10
42				y	42	нейт Парус	220
43				y	43	нейт парус	220
44				y	44	сн Парус	110
45				y	45	нн Парус	10
46				y	46	отп ГПП-4	220
47				y	47	отп КСК	110
48				y	48	отп КСК	110
49				y	49	отп Парус	110
50				y	50	отп Байкальская	110
51				y	51	отп Байкальская	110
52				y	52	Джигдаси	220
53				y	53	нейт	220
54				y	54	нейт	220
55				y	55	сн	28
56				y	56	нн	10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

Узлы/Несим/ИД | Ветви/Несим/ИД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	S	№	№ сост	Тип	П 1	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	52		1,8024	-81,02

Узлы/Несим/ИД | Ветви/Несим/ИД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	S	№	№ сост	Тип	П 1	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	55		8,7182	-83,71

Узлы/Несим/ИД | Ветви/Несим/ИД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	S	№	№ сост	Тип	П 1	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	56		22,0402	-85,06

Узлы/Несим/ИД | Ветви/Несим/ИД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	S	s0	N	N узла	x	X2	X0	E	I1	dI1
1			1	17	0,267	0,135	0,326	10,500	2,743	-87,710
2			2	18	0,267	0,135	0,326	10,500	2,743	-87,710
3			4	21	0,267	0,135	0,326	10,500	1,531	-81,227
4			5	22	0,267	0,135	0,326	10,500	1,531	-81,227
5			6	23	0,267	0,135	0,326	10,500	1,531	-81,227
6			9	27	0,267	0,135	0,326	10,500	0,810	-76,246
7			10	28	0,267	0,135	0,326	10,500	0,810	-76,246
8			11	29	0,267	0,135	0,326	10,500	0,810	-76,246
9			7	25	0,178	0,192	0,215	10,500	1,204	-75,822
10			3	20	1,820	0,530	2,220	10,500	0,228	-81,968
11			8	26	1,820	0,530	0,326	10,500	0,121	-76,987

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет токов короткого замыкания в ПВК Rastr Win 3

Ветви/Несим/ИД

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r	r0	x0	g0	b0
1			ЛЭП		ЛЭП	1	5		Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	0,2	-146,0				6,812	72,870	0,150	-146,000
2			ЛЭП		ЛЭП	1	5		Комсомольская - Селихино	6,81	24,29	0,2	-146,0				6,812	72,870	0,150	-146,000
3			ЛЭП		ЛЭП	5	6		Селихино - Уктур	13,60	59,80	0,6	-368,0				13,600	179,400	0,600	-368,000
4			ЛЭП		ЛЭП	6	7		Уктур - Высокогорная	0,16	0,69	0,1	-4,2				0,157	2,070	0,100	-4,200
5			ЛЭП		ЛЭП	1	3		Комсомольская - Старт	2,30	13,10	0,1	-86,0				2,300	39,300	0,100	-86,000
6			ЛЭП		ЛЭП	1	3		Комсомольская - Старт	2,30	13,10	0,1	-86,0				2,300	39,300	0,100	-86,000
7			ЛЭП		ЛЭП	4	3		Парус - Старт	2,10	9,20	0,1	-56,0				2,100	27,600	0,100	-56,000
8			Тр-р		Тр-р	8	30		Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	1,2	11,8			1,000	0,550	59,200	1,230	11,800
9			Тр-р		Тр-р	8	31		Ванино - нейт Ванино	0,55	59,20	1,2	11,8			1,000	0,550	59,200	1,200	11,800
10			Тр-р		Тр-р	30	32		нейт Ванино - сн Ванино	0,48						0,520	0,480			
11			Тр-р		Тр-р	31	32		нейт Ванино - сн Ванино	0,48						0,520	0,480			
12			Тр-р		Тр-р	30	33		нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00					0,040	3,200	131,000		
13			Тр-р		Тр-р	31	33		нейт Ванино - нн Ванино	3,20	131,00					0,040	3,200	131,000		
14			Тр-р		Тр-р	3	34		Старт - нейт Старт	0,55	59,20	1,2	11,8			1,000	0,550	59,200	1,230	11,810
15			Тр-р		Тр-р	3	35		Старт - нейт Старт	0,55	59,20	1,2	11,8			1,000	0,550	59,200	1,200	11,800
16			Тр-р		Тр-р	35	36		нейт Старт - сн Старт	0,48						0,500	0,480			
17			Тр-р		Тр-р	34	36		нейт Старт - сн Старт	0,48						0,500	0,480			
18			Тр-р		Тр-р	34	37		нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00					0,050	3,200	131,000		
19			Тр-р		Тр-р	35	37		нейт Старт - нн Старт	3,20	131,00					0,050	3,200	131,000		
20			Тр-р		Тр-р	1	38		Комсомольская - нейт Комс	1,40	194,00	0,8	6,0			1,000	1,400	194,000	0,800	5,950
21			Тр-р		Тр-р	1	39		Комсомольская - нейт Комс	0,55	59,20	1,2	11,8			1,000	0,550	59,200	1,230	11,810
22			Тр-р		Тр-р	38	40		нейт Комс - сн Комс	1,40						0,500	1,400			
23			Тр-р		Тр-р	39	40		нейт Комс - сн Комс	0,48						0,500	0,480			
24			Тр-р		Тр-р	38	41		нейт Комс - нн Комс	2,80	195,60					0,050	2,800	195,600		
25			Тр-р		Тр-р	39	41		нейт Комс - нн Комс	3,20	131,00					0,050	3,200	131,000		
26			Тр-р		Тр-р	4	42		Парус - нейт Парус	1,40	194,00	0,8	6,0			1,000	1,400	194,000	0,800	5,950
27			Тр-р		Тр-р	4	43		Парус - нейт парус	1,40	194,00	0,8	6,0			1,000	1,400	194,000	0,800	6,000
28			Тр-р		Тр-р	42	44		нейт Парус - сн Парус	1,40						0,520	1,400			
29			Тр-р		Тр-р	43	44		нейт парус - сн Парус	1,40						0,520	1,400			
30			Тр-р		Тр-р	42	45		нейт Парус - нн Парус	2,80	195,60					0,050	2,800	195,600		
31			Тр-р		Тр-р	43	45		нейт парус - нн Парус	2,80	195,60					0,050	2,800	195,600		
32			ЛЭП		ЛЭП	19	10		КТЭЦ-2 - Т	1,60	4,20		-28,0				1,600	12,600		-28,000
33			ЛЭП		ЛЭП	19	49		КТЭЦ-2 - отп Парус	0,10	0,60		-0,4				0,100	1,800		-0,400
34			ЛЭП		ЛЭП	49	10		отп Парус - Т	1,50	4,10		-27,5				1,500	12,300		-27,500
35			ЛЭП		ЛЭП	40	9		сн Комс - Хурба	2,30	5,00		-32,2				2,300	15,000		-32,200
36			ЛЭП		ЛЭП	24	9		АТЭЦ - Хурба	4,10	8,80		-57,0				4,100	26,400		-57,000
37			ЛЭП		ЛЭП	16	32		СГТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	0,1	-104,0				4,400	45,300	0,100	-104,000
38			ЛЭП		ЛЭП	16	32		СГТЭЦ - сн Ванино	4,40	15,10	0,1	-104,0				4,400	45,300	0,100	-104,000
39			ЛЭП		ЛЭП	10	50		Т - отп Байкальская	0,80	2,10		-14,0				0,800	6,300		-14,000
40			ЛЭП		ЛЭП	10	51		Т - отп Байкальская	0,80	2,10		-14,0				0,800	6,300		-14,000
41			ЛЭП		ЛЭП	50	12		отп Байкальская - КНПЗ	0,50	0,25		-3,0				0,500	0,750		-3,000
42			ЛЭП		ЛЭП	51	47		отп Байкальская - отп КСК	0,10	0,20		-3,0				0,100	0,600		-3,000
43			ЛЭП		ЛЭП	12	48		КНПЗ - отп КСК	0,20	0,40		-3,5				0,200	1,200		-3,500
44			ЛЭП		ЛЭП	47	36		отп КСК - сн Старт	3,60	7,70		-49,0				3,600	23,100		-49,000
45			ЛЭП		ЛЭП	48	36		отп КСК - сн Старт	3,60	7,70		-49,0				3,600	23,100		-49,000
46			ЛЭП		ЛЭП	49	44		отп Парус - сн Парус	0,03	0,06		-0,4				0,026	0,180		-0,440
47			ЛЭП		ЛЭП	16	14		СГТЭЦ - Окоча	1,60	5,70		-39,5				1,600	17,100		-39,500
48			ЛЭП		ЛЭП	16	14		СГТЭЦ - Окоча	1,60	5,70		-39,5				1,600	17,100		-39,500
49			ЛЭП		ЛЭП	16	15		СГТЭЦ - Эгге	0,29	0,99		-6,8				0,290	2,970		-6,800
50			ЛЭП		ЛЭП	47	11		отп КСК - КСК	4,30	3,10		-36,8				4,300	9,300		-36,800
51			ЛЭП		ЛЭП	48	11		отп КСК - КСК	4,30	3,10		-36,8				4,300	9,300		-36,800
52			ЛЭП		ЛЭП	50	13		отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70		-100,1				7,400	47,100		-100,100
53			ЛЭП		ЛЭП	51	13		отп Байкальская - Байка...	7,40	15,70		-100,1				7,400	47,100		-100,100
54			Тр-р		Тр-р	16	17		СГТЭЦ - г1	0,60	0,71	4,8	32,7			0,090	0,600	0,710	4,780	32,700
55			Тр-р		Тр-р	16	18		СГТЭЦ - г2	0,60	0,71	4,8	32,7			0,090	0,600	0,710	4,780	32,700
56			Тр-р		Тр-р	19	20		КТЭЦ-2 - г1	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
57			Тр-р		Тр-р	19	21		КТЭЦ-2 - г2	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
58			Тр-р		Тр-р	19	22		КТЭЦ-2 - г3	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
59			Тр-р		Тр-р	19	23		КТЭЦ-2 - г4	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
60			Тр-р		Тр-р	24	25		АТЭЦ - г1	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
61			Тр-р		Тр-р	24	26		АТЭЦ - г2	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
62			Тр-р		Тр-р	24	27		АТЭЦ - г3	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
63			Тр-р		Тр-р	24	28		АТЭЦ - г4	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
64			Тр-р		Тр-р	24	29		АТЭЦ - г5	0,60	0,71	4,8	32,7			0,083	0,600	0,710	4,780	32,700
65			ЛЭП		ЛЭП	1	2		Комсомольская - ГПП-4	1,50	8,80	0,1	-56,0				1,500		0,100	-56,000
66			ЛЭП		ЛЭП	46	2		отп ГПП-4 - ГПП-4	0,40	1,70	0,1	-108,0				0,400		0,100	-108,000
67			ЛЭП		ЛЭП	1	46		Комсомольская - отп ГПП-4	1,29	7,20	0,1	-45,8				1,290		0,100	-45,800
68			ЛЭП		ЛЭП	46	3		отп ГПП-4 - Старт	1,30	6,00	0,1	-37,2				1,300		0,100	-37,200
69			ЛЭП		ЛЭП	5	8		Селихино - Ванино	32,34	141,50	0,5	-871,0				32,340		0,500	-871,000
70			ЛЭП		ЛЭП	7	52		Высокогорная - Джигдаси	9,30	41,10	0,4	-203,1				9,300		0,400	-203,100
71			ЛЭП		ЛЭП	52	8		Джигдаси - Ванино	9,30	41,10	0,4	-203,1				9,300		0,400	-203,100
72			Тр-р		Тр-р	52	53		Джигдаси - нейт	2,90	112,50	1,8	9,0			1,000	2,900	112,500	1,800	9,040
73			Тр-р		Тр-р	52	54		Джигдаси - нейт	2,90	112,50	1,8	9,0			1,000	2,900	112,500	1,800	9,000
74			Тр-р		Тр-р	53	55		нейт - сн	2,90						0,125	2,900			
75			Тр-р		Тр-р	53	56		нейт - нн	2,90	67,40					0,040	2,900	67,400		
76			Тр-р		Тр-р	54	55		нейт - сн	2,90						0,125	2,900			
77			Тр-р		Тр-р	54	56		нейт - нн	2,90	67,40					0,040	2,900	67,400		