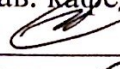


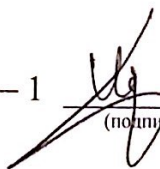
Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)


Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы Электроэнергетические системы и сети

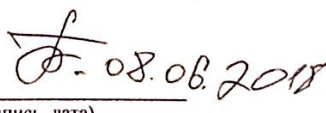
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 21 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка

Исполнитель
студент группы 442063 (П) – 1  07.06.2018 Е. И. Щеголева
(подпись, дата)

Руководитель
доцент, канд.техн.наук  20.06.18 А. А. Казакул
(подпись, дата)

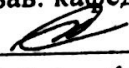
Консультант по разделу
безопасность и экологичность
доцент, канд.техн.наук  08.06.2018 А. Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль  А. Н. Козлов
(подпись, дата)

Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 12 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Царюлева
Вячеслава Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ Кабаровского района подстанции 55 кВ Горка (утверждена приказом от 12.03.2018 № 873-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 8.06.2018г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрическая схема узла ХЭС, карта - схема ХЭС;

Электрическая схема нагрузки по ком. району университета; электрическая схема участка трассы от тр. Феликс / ХЭС

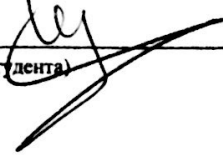
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей сети, разработка вариантов реконструкции электрической сети и выбор оптимальной трассы электрической линии, оценка экологической эффективности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) ВКР содержит 11 рисунков, 53 таблицы, 7 чертежей

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Дулаков Андрей Борисович консультант по разделу Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 12.03.18.

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

Задание принял к исполнению (дата): 12.03.18

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 с., 11 рисунков, 53 таблиц, 27 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В данной выпускной квалификационной работе были произведены расчет исходного режима электрической сети напряжением 35-110 кВ до реконструкции подстанции 35 кВ Горка в ПВК RastrWin3, расчет и прогнозирование электрических нагрузок, представлены возможные варианты реконструкции электрической сети 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка, выбран один оптимальный вариант реконструкции сети с точки зрения надежности и технико-экономического сравнения, выполнен расчет токов короткого замыкания с целью последующего выбора и проверки оборудования на реконструируемой ПС Горка. Произведен расчет нормального и послеаварийного режимов электрической сети с учетом новой подстанции в ПВК RastrWin3. Приведен экономический расчет реконструкции указанного участка электрической сети, рассмотрена безопасность и экологичность реконструируемого участка электрической сети. Выполнен расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Список используемых сокращений	7
Введение	8
1 Анализ состояния электрической сети Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Хабаровского края	9
1.2 Характеристика источников питания района	10
1.3 Характеристика электрических сетей района	12
1.4 Анализ существующего режима, расчет и прогнозирование электрических нагрузок	16
2 Разработка вариантов реконструкции рассматриваемой электрической сети	32
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	32
2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при включении подстанции Горка	38
2.2.1 Компенсация реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств	41
2.2.2 Выбор силовых трансформаторов для двух вариантов	43
2.2.3 Выбор сечения новой вводимой линии электропередачи	45
2.2.4 Расчет приведенных затрат для рассматриваемых вариантов	48
3 Расчет и анализ нормального и послеаварийного режима при развитии электрической сети Хабаровского края в районе новой ПС Горка	55
3.1 Выбор ПВК для расчета режима	55
3.2 Расчет максимального режима и его анализ (режима наибольших нагрузок)	55
3.3 Расчет минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок)	60

3.4 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	65
4 Расчет токов короткого замыкания	66
4.1 Общие положения	67
4.2 Составление схемы замещения	67
4.3 Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3	68
5 Проектирование новой ПС Горка	70
5.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции	70
5.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	70
5.3 Конструктивное исполнение ПС Горка	71
5.4 Выбор и проверка ошиновки	72
5.5 Выбор и проверка выключателей	73
5.6 Выбор и проверка разъединителей	79
5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	79
5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	84
5.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	88
5.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	91
5.11 Выбор ОПН	92
5.12 Разработка заземления и молниезащиты подстанции	93
6 Релейная защита и автоматика	95
6.1 Дистанционная защита линии	95
6.2 Максимальная токовая отсечка и ТЗНП	97
6.3 Расчет и выбор уставок ДЗТ (дифференциальная защита трансформатора)	98
6.4 Защита трансформатора от перегрузки	100
6.5 Газовая защита трансформатора	101
6.6 АПВ (автоматическое повторное включение)	102
6.7 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)	103
6.8 АВР (автоматический ввод резерва)	105
7 Безопасность и экологичность проекта	107

7.1 Безопасность	107
7.2 Экологичность	109
7.3 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	117
Библиографический список	118

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗШ – дифференциальная защита шин;
- ДФЗ – дифференциально-фазная защита;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередач;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- СН – низкое напряжение;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Важной особенностью развития ЭЭС является обеспечение надежного и бесперебойного питания потребителей, которого можно добиться только соблюдением требований по допустимой загрузке оборудования в нормальных и послеаварийных режимах.

На сегодняшний день количество потребителей растет со значительной скоростью, а оборудование, установленное на подстанциях, не всегда выдерживает растущих нагрузок. Перегрузка подстанций приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей. Поэтому необходимо повышать экономическую эффективность данной отрасли за счет улучшенного использования имеющегося оборудования и по возможности модернизации устаревшего. Необходимо постепенно выводить из эксплуатации изношенное и устаревшее оборудование с заменой его на современное. При строительстве новых энергообъектов необходимо применять последние достижения в области электроэнергетики. Также необходимо уделять больше внимания вопросам, связанным с качеством электроэнергии и надежностью снабжения ею потребителей.

Целью данной выпускной квалификационной работы является выбор оптимального способа реконструкции подстанции 35 кВ Горка.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей сети;
- разработка вариантов реконструкции электрической сети и выбор из них оптимального;
- расчет электрических режимов;
- оценка экономической эффективности предлагаемого варианта;
- выбор схемы распределительного устройства;
- выбор необходимого оборудования для ПС Горка;
- разработка системы заземления и молниезащиты подстанции;
- выбор и расчет уставок релейной защиты и автоматики.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ В РАЙОНЕ ПОДСТАНЦИИ 35 КВ ГОРКА

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Хабаровского края

Хабаровский край — субъект Российской Федерации, расположен на Дальнем Востоке России. Административный центр — город Хабаровск. Граничит на севере с Магаданской областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Амурской областью, на юго-западе с Еврейской автономной областью, а также Китаем, 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.

Климат Хабаровского края — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на юге, до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ — на севере; на морском побережье — от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, на севере $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Лето в крае, за исключением морского побережья, жаркое. Начало лета (июнь) отмечается малым количеством осадков. В июле — начале августа в южных районах края наблюдаются дожди, обусловленные проникновением сюда влажных тропических масс воздуха. Зима в Хабаровском крае характеризуется солнечной погодой с сильными морозами, достаточно часто сопровождаемыми ветрами. В Хабаровском крае 3 район по ветровому давлению и 4 район по гололеду. Среднегодовая продолжительность гроз – 21-40 ч. [1]

В целом Хабаровский край — один из самых малонаселённых регионов России, что обусловлено суровостью местного климата, сравнимой с районами Крайнего Севера. Средняя плотность населения в крае $1,69\text{ чел./км}^2$, в северных и центральных районах региона она не превышает $0,1\text{ — }0,2\text{ чел./км}^2$, что соответствует показателям крайнего севера.

1.2 Характеристика источников питания сети

Источниками питания в данном районе являются Хабаровская ТЭЦ-1 и Хабаровская ТЭЦ-3.

Хабаровская ТЭЦ-1 — теплоэлектроцентраль в городе Хабаровске. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Хабаровская генерация». Подробное описание Хабаровской ТЭЦ-1 представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Информация о Хабаровской ТЭЦ-1

Местоположение	Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Узловая, 15а
Ввод в эксплуатацию	28 сентября 1954 г.
Основные характеристики	
Электрическая мощность, МВт	435 МВт
Тепловая мощность	1200 Гкал/час
Характеристика оборудования	
Основное топливо	Природный газ, уголь
Котельные агрегаты	ТП-170-100, БКЗ-160-100, БКЗ-220-100, БКЗ-210-140
Количество и марка турбин	ПТ-50-90, ПТ-30-90, ПР-25-90/10, Т-100-130

Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-1 представлена на рисунке 1.

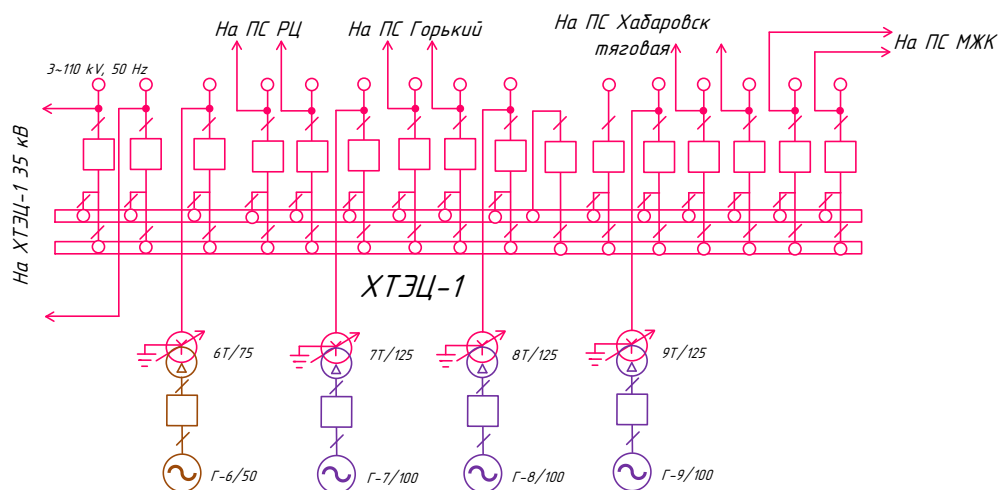


Рисунок 1 – Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-1

Хабаровская ТЭЦ-3 — теплоэлектроцентраль в городе Хабаровске. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания».

Установленная электрическая мощность — 720 МВт, тепловая — 1 640 Гкал/ч (из них 1040 Гкал/ч приходится на турбоагрегаты).

В настоящее время снабжает горячей водой Северный, часть Железнодорожного и Центральных районов города Хабаровска наряду с ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (которая в летнее время отключена, поэтому нагрузка делится на две остальные ТЭЦ). Подробное описание Хабаровской ТЭЦ-3 представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Информация о Хабаровской ТЭЦ-3

Местоположение	Хабаровский край, г. Хабаровск, Фёдоровское шоссе, 10
Ввод в эксплуатацию	1985 г.
Характеристика оборудования	
Основное топливо	Природный газ, уголь
Котельные агрегаты	ТПЕ-215 (Таганрогский котельный завод)
Количество и марка турбин	Т-180/210-130-1ЛМЗ

Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-3 представлена на рисунке 2.

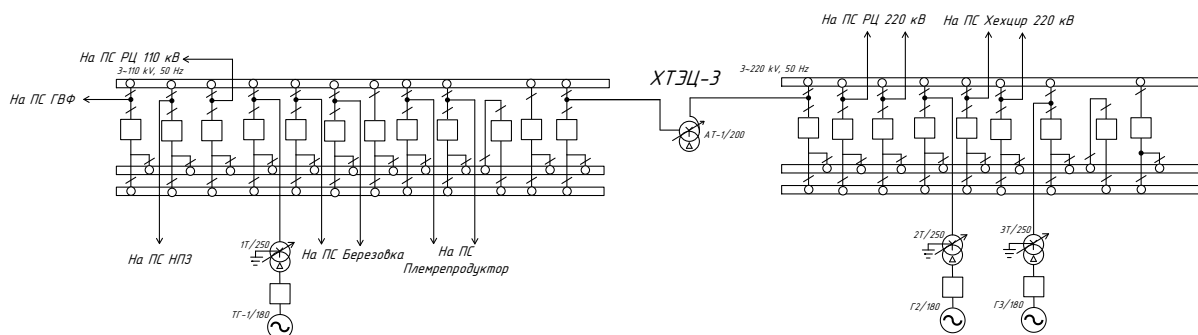


Рисунок 2 – Схема РУ Хабаровской ТЭЦ-3

К 2020 году ДГК планирует построить на станции ещё один энергоблок мощностью 180 МВт, в результате чего электромощность станции должна увеличиться до 900 МВт [2].

1.3 Характеристика электрических сетей района

Анализ существующей схемы сети необходим для выявления слабых мест сети, для выработки в дальнейшем решений по их устранению.

На рассматриваемом участке электрической сети расположены Хабаровская ТЭЦ-1, Хабаровская ТЭЦ-3, ПС 220 кВ РЦ, ПС 220 кВ Хехцир, ПС 220 кВ Князе-Волконская, ПС 110 кВ МЖК, ПС 110 кВ АК, ПС 110 кВ Корфовская, ПС 110 кВ Племрепродуктор, ПС 110 кВ Водозабор, ПС 110 кВ Березовка, ПС 110 кВ СМР, ПС 110 кВ КАФ, ПС 110 кВ ГВФ, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Городская, ПС 35 кВ СРЗ, ПС 35 кВ Горка, ПС 35 кВ Красно-реченская, ПС 35 кВ Корейский поселок, ПС 35 кВ Бычиха, ПС 35 кВ Карьер, ПС 35 кВ Федоровка. Характеристики этих подстанций сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Характеристики подстанций, расположенных в районе реконструируемого участка сети

Название ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов	$S_{Трном}$, МВА
1	2	3	4
РЦ	220/110/6	2	125
Хехцир	220/110/10/6	2	1-63 2-125

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Князе-Волконская	220/110/35	1	63
МЖК	110/6	2	16
АК	110/35/6	2	25
Корфовская	110/35/10	2	1-10 2-16
Племрепродуктор	110/35/10	2	16
Водозабор	110/6	2	1-10 2-6,3
Березовка	110/6	2	10
СМР	110/6	2	40
КАФ	110/35/6	2	25
ГВФ	110/35/6	2	25
Центральная	110/35/6	2	40
Городская	110/6	2	40
СРЗ	35/6	2	1-10 2-6,3
Горка	35/6	2	1-6,3 2-10
Краснореченская	35/6	2	6,3
Корейский поселок	35/6	1	6,3
Бычиха	35/10	2	4
Карьер	35/6	2	4
Федоровка	35/10	2	4

Ниже на рисунке 3 приведена карта-схема рассматриваемой сети.

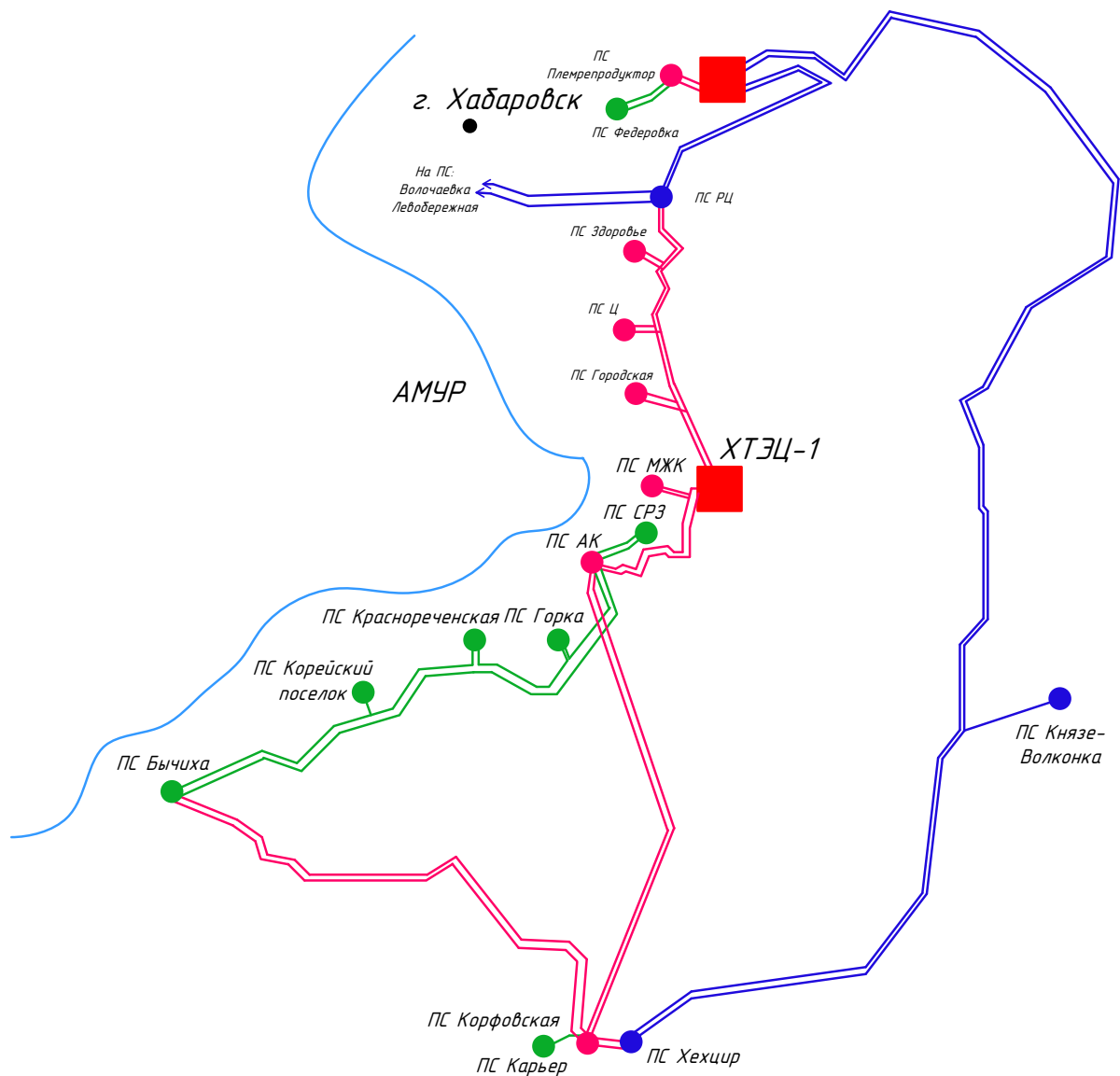


Рисунок 3 – Карта-схема рассматриваемой сети

Воздушные линии в рассматриваемом районе выполнены алюминиевыми проводами со стальным сердечником марки АС. Характеристики ВЛ показаны ниже в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики ВЛ рассматриваемого района

Наименование линии	Тип линии	Марка и сечение провода	Длина линии
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	ВЛ	2×АСО-400/	13,1
ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Хехцир	ВЛ	АСО-400/51	88,5
ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Князе-Волконская	ВЛ	АСО-400/51	29,1

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Князе-Волконская-Хехцир	ВЛ	АСО-400/51	59,4
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	ВЛ	2×АС-120/19	1,2
ВЛ 110 кВ МЖК-АК	ВЛ	2×АС-120/19	5,66
ВЛ 110 кВ АК-Корфвоская	ВЛ	2×АС-120/19	23,64
ВЛ 110 кВ Корфвоская-Хехцир	ВЛ	АС-120/19	0,9
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племрепродуктор	ВЛ	2×АС-150/24	3,65
ВЛ 110 кВ Племрепродуктор-Водозабор	ВЛ	2×АС-150/24	9,6
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Березовка	ВЛ	2×АС-150/24	4,87
ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	ВЛ	2×АС-150/24	2,2
ВЛ 110 кВ СМР-КАФ	ВЛ	2×АС-120/19	4,1
ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	ВЛ	2×АС-150/24	5,3
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-ГВФ	ВЛ	АС-150/24	6,1
ВЛ 110 кВ ГВФ-РЦ	ВЛ	АС-150/24	6,75
ВЛ 110 кВ РЦ-Центральная	ВЛ	2×АС-120/19	24,2
ВЛ 110 кВ Центральная-Городская	ВЛ	2×АС-120/19	1,8
ВЛ 110 кВ Городская-ХТЭЦ-1	ВЛ	2×АС-120/19	8,0
ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	ВЛ	2×АС-120/19	1,1
ВЛ 35 кВ АК-Горка	ВЛ	АС-120/19	5,9
ВЛ 35 кВ Горка-Краснореченская	ВЛ	АС-120/19	5,1
ВЛ 35 кВ Краснореченская-Корейский поселок	ВЛ	АС-120/19	6,2

1	2	3	4
ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	ВЛ	АС-120/19	9,6
ВЛ 35 кВ Корфовская-Бычиха	ВЛ	АС-120/19	27,0
ВЛ 35 кВ Корфовская-Карьер	ВЛ	АС-120/19	1,4
ВЛ 35 кВ Племярепродуктор-Федеровка	ВЛ	2×АС-95/16	4,75

1.4 Анализ существующего режима

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для анализа потерь мощности.

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

Расчет режима будем производить в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. Данный программно-вычислительный комплекс предназначен для решения задач составления и анализа уравнений установившегося режима и может использоваться при эксплуатации и проектировании электроэнергетических систем, оптимизации режимов, расчета токов КЗ и т.д. [3]. ПВК RastrWin3 не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов и т.д.

Активное сопротивление линии:

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

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

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

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПКВ RastrWin3 моделируется реактивной проводимостью ВЛ с знаком минус:

$$B = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

$$K_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (4)$$

$$K_{\text{тс}} = \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (5)$$

$$K_{тв} = \frac{U_{вн}}{U_{сн}}, \quad (6)$$

где $K_{тн}$, $K_{мс}$, $K_{тв}$ – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{нн}$, $U_{сн}$, $U_{вн}$ – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Параметры трансформаторов, линий, генераторов, БУ, необходимые для расчета режима приведены ниже в таблицах 5, 6 и 7 соответственно.

Таблица 5 – Параметры трансформаторов

Номера узлов	Наименование трансформатора	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	K _{ТР}
1	2	3	4	5	6	7
1-2	ТДЦ-80000/110	0,71	19,20	32,4	4,8	0,0 52
1-5	ТДЦ-125000/110	0,37	12,29	46,2	8,2	0,0 87
1-4	ТДЦ-125000/110	0,37	12,29	46,2	8,2	0,0 87
1-3	ТДЦ-125000/110	0,37	12,29	46,2	8,2	0,0 87
8-9	ТДТН-25000/110	1,48	56,85	13,0	2,3	1,0
9-10	ТДТН-25000/110	1,48				0,3 35
9-11	ТДТН-25000/110	1,48	35,68			0,0 96
24-25	ТДТН-16000/110	2,58	88,82	12,0	1,7	1,0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
25-26	ТДТН-16000/110	2,58				0,3 35
25-27	ТДТН-16000/110	2,58	51,60			0,0 96
28-29	АТДЦТН-125000/110	0,98	46,61	11,7	1,6	0,5 26
30-58	АТДЦТН-200000/220	0,57	29,12	18,8	2,4	0,5 26
30-32	ТДЦ-250000/220	0,61	25,76	18,8	4,1	0,0 65
30-33	ТДЦ-250000/220	0,61	25,76	18,8	4,1	0,0 65
58-31	ТДЦ-250000/110	0,19	6,15	84,3	13,7	0,1 30
34-35	АТДЦТН-125000/220	0,98	46,61	11,7	1,6	0,5 26
42-43	ТДТН-16000/110	5,17	88,82	12,0	1,7	0,3 35
48-49	ТДТН-40000/110	1,65	35,53	17,9	3,3	0,3 35
50-51	ТДТН-25000/110	2,96	56,85	13,0	2,3	0,3 35

Таблица 6 – Параметры линий

Номера узлов	Марка провода	Длина линии, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
1-6	АС -120/19	1,2	0,30	0,51	-3,2
1-6	АС-120/19	1,2	0,30	0,51	-3,2
6-8	АС-120/19	5,66	1,41	2,42	-15,1
6-8	АС-120/19	5,66	1,41	2,42	-15,1
10-12	АС-120/19	1,1	0,27	0,46	-2,9
10-12	АС-120/19	1,1	0,27	0,46	-2,9
10-14	АС-120/19	5,9	1,47	2,44	-15,7
14-16	АС-120/19	5,1	1,27	2,11	-13,6
16-18	АС-120/19	6,2	1,54	2,57	-16,5
16-20	АС-120/19	9,6	2,39	3,97	-25,5
26-20	АС-120/19	27	6,72	11,18	-71,8
26-22	АС-120/19	1,4	0,35	0,58	-3,7
29-24	АС-120/19	0,9	0,22	0,38	-2,4
8-24	АС-120/19	23,64	5,89	10,09	-62,9
8-24	АС-120/19	23,64	5,89	10,09	-62,9
30-28	АСО-400/51	88,5	6,64	37,18	-239,0
30-28	АСО-400/51	88,5	6,64	37,17	-239,0
30-38	АСО-400/51	29,1	0,07	0,29	-1,8
42-40	АС-150/24	9,6	1,90	4,03	-25,9

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
42-40	AC-150/24	9,6	1,90	4,03	-25,9
58-42	AC-150/24	3,65	0,72	1,53	-9,9
58-42	AC-150/24	3,65	0,72	1,53	-9,9
58-46	AC-150/24	3,9	1,07	2,06	-13,1
58-46	AC-150/24	3,9	1,07	2,06	-13,1
46-48	AC-150/24	1,23	0,24	0,52	-3,3
46-48	AC-150/24	1,23	0,24	0,52	-3,3
48-50	AC-120/19	4,1	1,02	1,73	-10,9
48-50	AC-120/19	4,1	1,02	1,73	-10,9
58-52	AC-150/24	6,1	1,21	2,56	-16,5
52-35	AC-150/24	6,75	1,34	2,84	-18,2
34-30	ACO-400/51	13,1	0,98	5,50	-35,4
34-30	ACO-400/51	13,1	0,98	5,50	-35,4
35-48	AC-150/24	5,3	1,05	2,23	-14,3
35-48	AC-150/24	5,3	1,05	2,23	-14,3
35-54	AC-120/19	7,2	6,03	10,33	-64,4
35-54	AC-120/19	7,2	6,03	10,33	-64,4
54-56	AC-120/19	3,1	0,66	1,31	-8,4
54-56	AC-120/19	3,1	0,66	1,31	-8,4
56-1	AC-120/19	8	1,99	3,42	-21,3
56-1	AC-120/19	8	1,99	3,42	-21,3

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
43-44	АС-95/16	4,75	1,45	2,00	-12,4
43-44	АС-95/16	4,75	1,45	2,00	-12,4
38-28	АСО-400/51	59,4	4,52	25,24	-162,2
34-59	АСО-300/39	39,06	1,54	22,34	-143,6
34-60	АСО-300/39	4,94	0,55	8,02	-51,6

Таблица 7 – параметры генераторов и БУ

Наименование	Мощность генерации P _г , МВт	Мощность генерации Q _г , Мвар	Заданное напряжение V _{зад} , кВ
1	2	3	4
ТГ-1 ХТЭЦ-1	39,0	11,9	6,3
ТГ-2 ХТЭЦ-1	76,0	19,4	10,5
ТГ-3 ХТЭЦ-1	77,0	19,4	10,5
ТГ-4 ХТЭЦ-1	40,7	18,7	10,5
ТГ-1 ХТЭЦ-3	163,0	102,8	16,0
ТГ-2 ХТЭЦ-3	164,0	86,7	16,0
ТГ-3 ХТЭЦ-3	176,0	87,3	16,0
РЦ ВН (База)	299,8	127,9	220,0

По указанным данным рассчитан установившийся режим.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование. В нижеуказанных таблицах 8 и 9 изображены расчетные значения токов ветвей схемы и напряжений в узлах.

Таблица 8 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Номера узлов	Марка провода	Линия	I _{max} , А	I _{доп} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
1-6	АС -120/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1- МЖК	208	390	53,4
1-6	АС-120/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1- МЖК	209	390	53,5
6-8	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	172	390	44,2
6-8	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	172	390	44,2
10-12	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	16	390	4,1
10-12	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	16	390	4,1
10-14	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-Горка	319	390	81,8
14-16	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Горка-Крас- нореченская	154	390	39,4
16-18	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Красноречен- ская-Корейский посе- лок	74	390	19,1
16-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Красноречен- ская-Бычиха	40	390	10,2
26-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская- Бычиха	28	390	7,5
26-22	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская- Карьер	21	390	5,3
29-24	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Хехцир- Корфовская	93	390	23,8
8-24	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Корфов- ская	98	390	25,2

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
8-24	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Корфовская	98	390	25,2
30-28	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Хехцир	231	825	29,3
30-38	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Князе-Волконская	254	825	31,2
42-40	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Племярепродуктор-Водозабор	39	450	8,8
42-40	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Племярепродуктор-Водозабор	39	450	8,8
58-42	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племярепродуктор	86	450	19,2
58-42	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племярепродуктор	86	450	19,3
58-46	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-Березовка	350	780	45,0
58-46	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-Березовка	350	780	44,9
46-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	324	780	41,6
46-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	323	780	41,5
48-50	АС-120/19	ВЛ 110 СМР-КАФ	50	390	12,9
48-50	АС-120/19	ВЛ 110 СМР-КАФ	50	390	12,9

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
58-52	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- ГВФ	269	450	60,0
52-35	АС-150/24	ВЛ 110 кВ ГВФ-РЦ	172	450	38,4
34-30	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	123	825	15,1
34-30	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	123	825	15,1
35-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	124	450	27,6
35-48	АС-150/24	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	124	450	27,6
35-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Цен- тральная	141	390	36,2
35-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Цен- тральная	141	390	36,2
54-56	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Централь- ная-Городская	185	390	47,3
54-56	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Централь- ная-Городская	184	390	47,2
56-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	264	390	67,6
56-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	263	390	67,5
43-44	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племотрепро- дуктор-Федоровка	49	330	14,8
43-44	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племотрепро- дуктор-Федоровка	49	330	14,8

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
38-28	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ Князе-Волконская-Хехцир	218	825	27,4
34-59	АСО-300/39	ВЛ 220 кВ РЦ-Левобережная	47	710	6,6
34-60	АСО-300/39	ВЛ 220 кВ РЦ-Волочаевка	41	710	6,1

По результатам расчета видно, что токовая нагрузка ЛЭП не превышает допустимых значений.

Таблица 9 – Расчетные напряжения в узлах

Номера узлов	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
1	2	3	4
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119,04
2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6,3	6,30
3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10,5	10,50
4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10,5	10,50
5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10,5	10,50
6	МЖК ВН	110	118,89
8	АК ВН	110	118,26
9	АК Н.Т.	110	111,30
10	АК СН	35	37,16
11	АК НН	10	10,59
12	СРЗ ВН	35	37,15
14	Горка ВН	35	35,90
16	Краснореченская ВН	35	35,42
18	Кор. пос. ВН	35	35,11
20	Бычиха ВН	35	35,26
22	Карьер ВН	35	35,88
24	Корф. ВН	110	116,98

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
25	Корф. Н.Т.	110	111,50
26	Корф. СН	35	35,90
27	Корф. НН	10	10,09
28	Хехцир ВН	220	229,36
29	Хехцир СН	110	116,96
60	Хехцир СН2	110	117,43
30	Хабаровская ТЭЦ-3	220	236,96
31	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16,00
32	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16,00
33	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16,00
34	РЦ ВН	220	237,53
35	РЦ СН	110	115,99
38	Князе-Волк. ВН	220	234,46
40	ПС Водозабор ВН	110	117,43
42	ПС Плем ВН	110	117,61
43	ПС Плем СН	35	36,31
44	ПС Федоровка ВН	35	36,11
46	ПС Березовка ВН	110	116,69
48	ПС СМР ВН	110	116,45
50	ПС КАФ ВН	110	116,31
52	ПС ГВФ	110	116,79
54	ПС Центральная ВН	110	117,67
56	ПС Городская ВН	110	117,92
58	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	117,81
59	Левобережная	220	237,26
60	Волочаевка/г	220	6,35
62	Горка НН1	6	6,0
63	Горка НН2	6	

По результатам расчета видно, что отклонения напряжения в узлах колеблются в допустимых пределах. Токовая загрузка линий незначительна.

Произведем расчеты послеаварийных режимов.

Для более точного анализа существующего режима произведем расчеты послеаварийных режимов по следующим пунктам:

- отключение одного из трансформаторов на ПС АК;
- отключение одного из трансформаторов на ПС Горка;
- отключение ВЛ 35 кВ АК-Горка;
- отключение ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская.

Наиболее существенные отклонения при расчете послеаварийных режимов указаны ниже в соответствующих таблицах. Подробные данные по расчетам указаны в приложении Б. Схемы потокораспределения по каждому послеаварийному режиму представлены на графическом листе 2.

Таблица 10 – Расчетные значения токов, превышающие длительно-допустимый ток при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС АК

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
10-14	АС -120/19	ВЛ 35 кВ АК-Горка	391	390	100,4
14-16	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Горка-Краснореченская	385	390	98,8
16-18	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Корейский поселок	483	390	124,0
16-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	695	390	178,2
26-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Бычиха	581	390	148,9

По приведенным выше данным, можно сделать вывод о том, что имеющего сечения линии ВЛ 110 кВ АК-Корфовская недостаточно для того, чтобы выдержать послеаварийный режим, следовательно, необходима замена линии

на линию АС-300/39, длительно-допустимый ток которого будет превышать все представленные выше токи.

Таблица 11 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС АК

Номера узлов	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
1	2	3	4
10	АК СН 2	35	65,05
12	СРЗ ВН	35	65,09
14	Горка ВН	35	65,15
16	Краснореченская ВН	35	63,99
18	Кор. пос. ВН	35	64,48
20	Бычиха ВН	35	60,76
22	Карьер ВН	35	50,15
26	Корф. СН	35	50,16
27	Корф. НН	10	14,25
62	Горка НН1	6	12,00
63	Горка НН2	6	11,25

Из результатов расчета видно, что при отключении одного из трансформаторов на ПС АК, происходит значительное увеличение напряжения на всех рядом стоящих подстанциях, что не входит в допустимые пределы отклонения напряжений. Следовательно, требуется замена трансформаторов на ПС АК и ПС Корфовская на более большую мощность.

Таблица 12 - Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС Горка

Номера узлов	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
1	2	3	4
63	Горка НН 2	6	5,83

При отключении одного из трансформаторов на ПС Горка, мы видим, что происходит снижение напряжения на втором трансформаторе ПС Горка, следовательно, требуется замена трансформаторов на ПС Горка на большую мощность.

Таблица 13 – Расчетные значения токов, превышающие длительно-допустимый ток при аварийном отключении ВЛ 35 кВ АК-Горка

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Загрузка ЛЭП, %
16-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	311	390	79,8
26-20	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Бычиха	381	390	97,8

По приведенным выше данным также можно сделать вывод, что необходима замена линии ВЛ 110 кВ АК-Корфовская на линию с сечением АС-300/39.

Таблица 14 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении ВЛ 35 кВ АК-Горка

Номера узлов	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ
1	2	3	4
14	Горка ВН	35	20,17
16	Краснореченская ВН	35	21,00
18	Кор. пос. ВН	35	20,51
20	Бычиха ВН	35	23,25
22	Карьер ВН	35	30,95
25	Корф. Н.Т.	110	93,30
26	Корф. СН	35	30,97
27	Корф. НН	10	8,70
62	Горка НН1	6	3,44
63	Горка НН2	6	3,0

По приведенным выше данным также можно сделать вывод, что необходима замена трансформаторов на ПС АК, ПС Горка и ПС Корфовская на трансформаторы большей мощности.

Таблица 15 – Расчетные значения токов, превышающие длительно-допустимый ток при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Загрузка ЛЭП, %
10-14	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-Горка	360	390	92,3

По приведенным выше данным можно подтвердить вывод о том, что необходима замена линии ВЛ 110 кВ АК-Корфовская на линию с сечением АС-300/39.

Таблица 16 – Расчетные значения напряжения в узлах, превышающие допустимые пределы при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская

Номера узлов	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ
1	2	3	4
62	Горка НН 1	6	5,44
63	Горка НН 2	6	5,79

По приведенным выше данным также можно подтвердить вывод о том, что необходима замена трансформаторов на ПС Горка.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Необходимо по данным контрольных замеров определить вероятностные характеристики электрических нагрузок. Также необходимо определить максимальные нагрузки, определяемые составом и процентом подключаемых потребителей.

Данный раздел является базовым, так как по прогнозируемым нагрузкам мы сможем выбрать, на какие трансформаторы необходимо заменить перегруженные трансформаторы на указанных выше ПС.

Произведем расчет нагрузок существующих подстанций.

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

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (6)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность,

T - период,

P_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок.

Под среднеквадратичной (эффективной) мощностью понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (7)$$

где $P_{эф}$ – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

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

$$P_{max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (8)$$

где P_{max} – максимальная мощность,

t_{β} – коэффициент Стьюдента,

σ_p – среднеквадратичное отклонение,

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{cp}} \geq 1. \quad (9)$$

Для выбора силовых трансформаторов по формуле 10 и для анализа электрического потребления необходимо определить среднюю активную и некомпенсированную реактивную мощности.

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot 0,7}. \quad (10)$$

Таблица 17 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{неск}$, МВар	$Q_{эф}$, МВар	Q_{max} , МВар
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8
МЖК	Зима	10,3	12,1	12,4	4,12	4,84	4,96
	Лето	6,18	7,26	7,44	2,47	2,9	3
АК	Зима	9,3	10,9	11,1	3,72	4,36	4,44
	Лето	5,58	6,54	6,66	2,23	2,6	2,7
СРЗ	Зима	9,8	11,5	11,7	3,92	4,6	4,68
	Лето	5,88	6,9	7,02	2,35	2,7	2,81
Горка	Зима	10,3	12,1	12,3	4,12	4,84	4,92
	Лето	6,18	7,26	7,38	2,47	2,9	3
Краснореченская	Зима	4,6	5,38	5,5	1,84	2,15	2,2
	Лето	2,76	3,2	3,3	1,1	1,29	1,32
Корейский поселок	Зима	7,1	8,3	8,5	2,84	3,32	3,4
	Лето	4,26	4,98	5,1	1,7	1,9	2,04
Бычиха	Зима	5,9	6,9	7,1	2,36	2,76	2,84
	Лето	3,54	4,14	4,26	1,4	1,6	1,70
Карьер	Зима	2,1	2,4	2,5	0,84	0,96	1
	Лето	1,26	1,44	1,5	0,5	0,57	0,6
Корфовская	Зима	19,7	23,05	23,6	7,88	9,22	9,44
	Лето	11,82	13,83	14,16	4,73	5,5	5,66
Водозабор	Зима	0,4	0,47	0,5	0,16	0,18	0,2
	Лето	0,24	0,28	0,3	0,096	0,11	0,12
Племрепродуктор	Зима	11,8	13,8	14,2	4,72	5,52	5,68
	Лето	7,08	8,28	8,52	2,8	3,31	3,4
Федоровка	Зима	2,3	2,6	2,7	0,92	1,04	1,08
	Лето	1,38	1,56	1,62	0,55	0,6	0,65
Березовка	Зима	5,3	6,2	6,3	2,12	2,48	2,52
	Лето	3,18	3,72	3,78	1,27	1,49	1,51
СМР	Зима	17,8	20,8	21,6	7,12	8,32	8,64
	Лето	10,68	12,48	13	4,27	4,99	5,18
КАФ	Зима	28,1	32,87	33,7	11,24	13,14	13,48
	Лето	16,86	19,7	20,22	6,74	7,88	8,1
ГВФ	Зима	19	22,23	22,8	7,6	8,89	9,12

1	2	3	4	5	6	7	8
	Лето	11,4	13,34	13,7	4,56	5,3	5,5
Центральная	Зима	23,8	27,8	28,6	9,52	11,12	11,44
	Лето	14,28	16,68	17,16	5,7	6,67	6,86
Городская	Зима	28,9	33,8	34,7	11,56	13,52	13,88
	Лето	17,34	20,28	20,82	6,94	8,11	8,33

Произведем прогнозирование нагрузок.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (11)$$

где $P^{\text{баз}}$ – базовая заданная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,02 [5];

N – период, на которой проводится прогнозирование нагрузок равный 5 лет.

Для примера приведем прогнозирование нагрузок ПС Горка.

Для зимы:

$$P_{\text{ср_Горка}}^{\text{прог}} = 10,3 \cdot (1 + 0,02)^5$$

$$P_{\text{ср_Горка}}^{\text{прог}} = 12,8 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф_Горка}}^{\text{прог}} = 12,1 \cdot (1 + 0,02)^5$$

$$P_{\text{эф_Горка}}^{\text{прог}} = 13,4 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{мах_Горка}}^{\text{прог}} = 12,3 \cdot (1 + 0,02)^5$$

$$P_{\text{мах_Горка}}^{\text{прог}} = 13,6 \text{ МВт};$$

Для лета:

$$P_{cp_Горка}^{prog} = 6,18 \cdot (1 + 0,02)^5$$

$$P_{cp_Горка}^{prog} = 6,9 \text{ МВт};$$

$$P_{эф_Горка}^{prog} = 7,26 \cdot (1 + 0,02)^5$$

$$P_{эф_Горка}^{prog} = 8,1 \text{ МВт};$$

$$P_{max_Горка}^{prog} = 8,1 \cdot (1 + 0,02)^5$$

$$P_{max_Горка}^{prog} = 9,0 \text{ МВт}.$$

Прогнозируемая реактивная мощность находится, как активная мощность, умноженная на tgφ.

Остальные значения прогнозируемых нагрузок, найденные по примеру, приведенному выше приведены в таблице 12.

Таблица 18 – Прогнозируемые нагрузки подстанций

Подстанция	Время	Р _{СР} , МВт	Р _{ЭФ} , МВт	Р _{МАХ} , МВт	Q _{НЕСК} , МВар	Q _{ЭФ} , МВар	Q _{МАХ} , МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
МЖК	Зима	11,37	13,359	13,691	4,549	5,344	5,476
	Лето	6,82	8,016	8,214	2,729	3,206	3,286
АК	Зима	10,27	12,034	12,255	4,107	4,814	4,902
	Лето	6,16	7,221	7,353	2,464	2,888	2,941
СРЗ	Зима	10,82	12,697	12,918	4,328	5,079	5,167
	Лето	6,49	7,618	7,751	2,597	3,047	3,1
Горка	Зима	12,8	13,4	13,6	4,549	5,344	5,432
	Лето	6,9	8,1	9,0	2,729	3,206	3,259
Краснореченская	Зима	5,079	5,94	6,072	2,032	2,376	2,429
	Лето	3,05	3,533	3,643	1,219	1,413	1,457
Корейский поселок	Зима	7,84	9,164	9,385	3,136	3,666	3,754
	Лето	4,7	5,498	5,631	1,881	2,199	2,252

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
Бычиха	Зима	6,51	7,618	7,839	2,606	3,047	3,136
	Лето	3,91	4,571	4,703	1,563	1,828	1,881
Карьер	Зима	2,32	2,65	2,76	0,927	1,06	1,104
	Лето	1,39	1,59	1,656	0,556	0,636	0,662
Корфовская	Зима	21,75	25,449	26,056	8,7	10,18	10,42 3
	Лето	13,05	15,269	15,634	5,22	6,108	6,254
Водозабор	Зима	0,44	0,519	0,552	0,177	0,208	0,221
	Лето	0,27	0,309	0,331	0,106	0,124	0,132
Племрепродуктор	Зима	13,03	15,235	15,678	5,211	6,095	6,271
	Лето	7,82	9,142	9,407	3,127	3,657	3,763
Федоровка	Зима	2,54	2,871	2,981	1,016	1,148	1,192
	Лето	1,52	1,722	1,789	0,609	0,689	0,715
Березовка	Зима	5,85	6,845	6,956	2,341	2,738	2,782
	Лето	3,51	4,107	4,173	1,404	1,643	1,669
СМР	Зима	19,65	22,965	23,848	7,861	9,186	9,539
	Лето	11,79	13,779	14,353	4,717	5,512	5,741
КАФ	Зима	31,03	36,291	37,208	12,41	14,51 6	14,88 3
	Лето	18,6	21,75	22,325	7,446	8,7	8,93
ГВФ	Зима	20,98	24,544	25,173	8,391	9,817	10,06 9
	Лето	12,59	14,728	15,126	5,035	5,891	6,05
Центральная	Зима	26,28	30,693	31,577	10,511	12,27 7	12,63 1
	Лето	15,77	18,416	18,946	6,307	7,366	7,578
Городская	Зима	31,91	37,318	38,312	12,763	14,92 7	15,32 5
	Лето	19,15	22,391	22,987	7,658	8,956	9,195

По полученным данным прогнозируемых нагрузок, найдем расчетную мощность трансформатора на ПС Горка по формуле 10.

$$S_{\text{расч_Горка}} = \sqrt{\frac{12,8^2 + 4,549^2}{2 \cdot 0,7}}$$

$$S_{\text{расч_Горка}} = 10,7 \text{ МВА.}$$

Из полученного выражения видим, что расчетная мощность уже превышает мощность установленных трансформаторов без дополнительных нагрузок, следовательно, как и предполагалось, на ПС Горка необходима замена трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции:

Основные принципы разработки возможных вариантов схем электрической сети [6]:

- на разомкнутых участках сети не должно быть обратных перетоков мощности;
- в качестве источников питания сети 110 кВ рекомендуется использовать ПС 220/110 кВ, имеющие независимые питающие линии;
- рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание ПС, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило не должна быть больше 120 км, а количество присоединений промежуточных ПС не больше трех;
- при питании ПС с потребителями первой категории рекомендуется применение одной двухцепной ВЛ вместо двух одноцепных;
- рекомендуется принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВА;
- в кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разных номинальных напряжений;

- рекомендуется использовать более простые варианты конфигурации сети, требующие наименьшего числа трансформаций.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При разработке схем учитывается и то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно.

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

Предполагается два варианта реконструкции сети.

Вариант №1: произвести реконструкцию ПС 35 кВ Горка с заменой трансформаторов на трансформаторы с большей мощностью, а также произвести реконструкцию двух подстанций 110 кВ, от которых получает подпитку ПС Горка, а именно заменить трансформаторы на трансформаторы большей мощности на ПС АК и ПС Корфовская (так как они также перегружены). К тому же, провести замену ВЛ 110 кВ АК-Корфовская на линию с сечением АС-300/39. Ниже на рисунке 4 представлена карта-схема предлагаемого варианта.

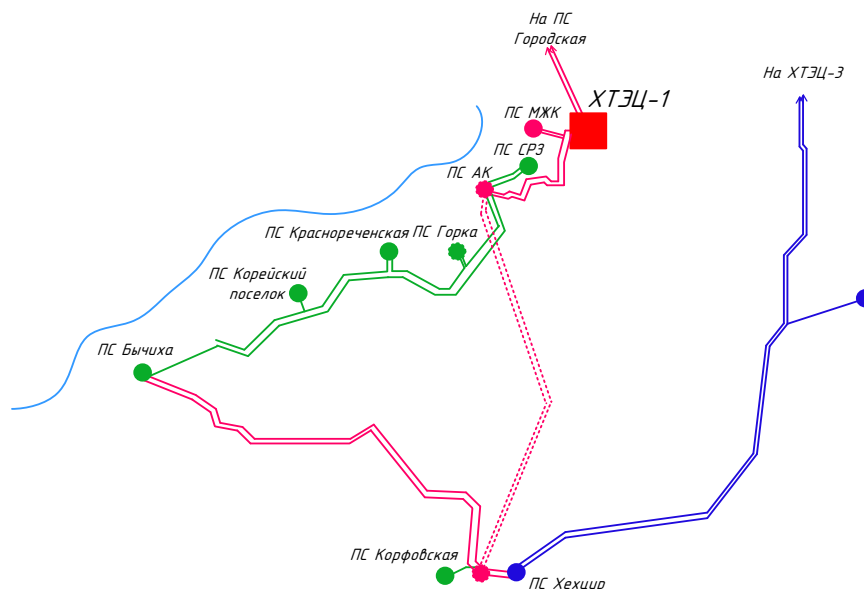


Рисунок 4 – Карта-схема варианта №1

Вариант №2: демонтировать ПС 35 кВ Горка с целью установки новой ПС 110 кВ Горка, установить новое оборудование, включая новые более мощные трансформаторы, а также присоединить ПС Горку отпайками к линии АС-120/19 110 кВ между ПС АК и ПС Корфовская. Ниже на рисунке 5 представлена карта-схема предполагаемого варианта №2.

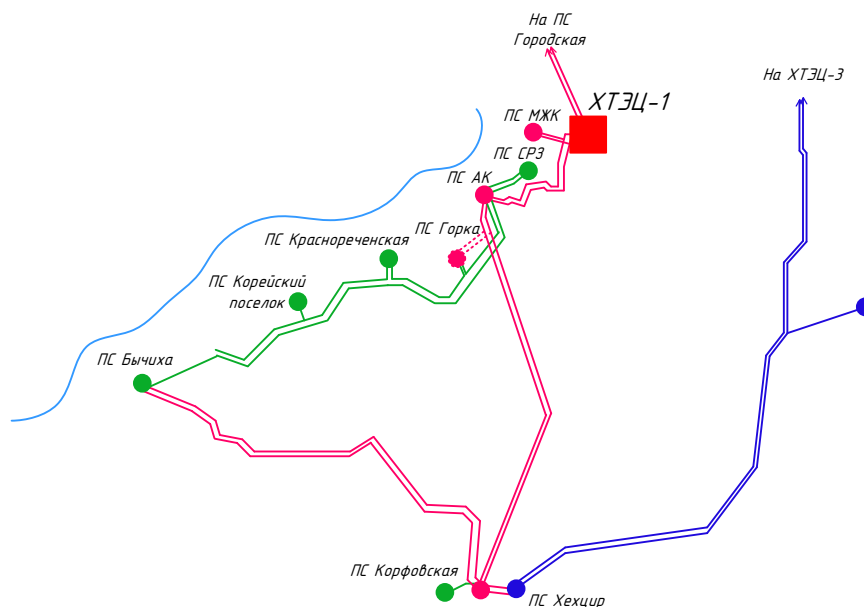


Рисунок 5 – Карта-схема варианта №2

2.2.1. Компенсация реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4 [9]. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с фактическим и выбрать необходимость КУ.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции по следующей формуле:

$$Q_{КУ_i} = P_{max_i} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{ЭС} - \operatorname{tg} \varphi_p), \quad (12)$$

где P_{max_i} – максимальная активная мощность i – ой подстанции в зимний период.

Расчетная мощность компенсирующих устройств определяется как:

$$Q_{КУ_i}^{расч} = 1,1 \frac{Q_{КУ_i}}{N_{сш}}, \quad (13)$$

где $N_{сш}$ – число секций шин (2 секции).

Подбираем количество батарей компенсаторов примерно близкое к данному значению по следующей формуле:

$$Q_{КУ_{ПС}}^{факт} = 2 \cdot n \cdot Q_{ном_{КУ}}, \quad (14)$$

где 2 – количество секций шин;

n – количество батарей компенсаторов;

$Q_{ном_{КУ}}$ – номинальная мощность 1 – ого компенсирующего устройства.

Нескомпенсированную реактивную мощность находим:

$$Q_{\text{неск}_{\text{ПС}}} = Q_{\text{max}_{\text{ПС}}} - Q_{\text{КУ}_{\text{ПС}}}^{\text{факт}}. \quad (15)$$

Для примера рассчитаем КУ для ПС Горка.

$$Q_{\text{КУ}_{\text{Горка}}} = 13,6 \cdot 0,4$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{Горка}}} = 5,44 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{Горка}}}^{\text{расч}} = 1,1 \frac{5,44}{2}$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{Горка}}}^{\text{расч}} = 2,992 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{Горка}}}^{\text{факт}} = 2 \cdot 2 \cdot 0,9$$

$$Q_{\text{КУ}_{\text{Горка}}}^{\text{факт}} = 3,6 \text{ Мвар}$$

Следовательно, принимаем для ПС Горка 2×УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ.

Результаты расчетов занесем в таблицу 20:

Таблица 20 – Компенсирующие устройства

ПС	$Q_{\text{ку}}$, Мвар	КУ на 1 секцию шин	Кол-во, шт	$Q_{\text{факт}}$, Мвар
1	2	3	4	5
Горка	2,9	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
АК	2,8	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
Корфовская	5,1	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	3	5,4
МЖК	3,0	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
СРЗ	2,8	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	2	3,6
СМР	5,3	УКРЛ(П)65-10,5-900-300УЗ	3	5,4

2.2.2 Выбор силовых трансформаторов для двух вариантов

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае первой и второй категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

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

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (16)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

$P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная мощность в зимний период.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы по следующей формуле:

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТРном}}}. \quad (17)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно превышать границы интервала 0,45 – 0,7.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы определяем по следующей формуле:

$$K_3^{\text{п/а (зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{ТРном}}}. \quad (18)$$

Для примера произведем выбор трансформатора для двух вариантов на ПС Горка.

$$S_{\text{расч_Горка}} = \sqrt{\frac{12,8^2 + 4,549^2}{2 \cdot 0,7}}$$

$$S_{\text{расч_Горка}} = 10,7 \text{ МВА.}$$

Выбираем для первого варианта трансформатор ТДН-16000/35 с мощность $S_{\text{ном}}=16$ МВА.

Проверим трансформатор по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = \frac{\sqrt{12,8^2 + 4,549^2}}{2 \cdot 16}$$

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = 0,46 \text{ (что входит в допустимые пределы)}$$

Проверим по коэффициентам загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = \frac{\sqrt{12,8^2 + 4,549^2}}{16}$$

$$K_3^{\text{ном (зима)}} = 0,85 \text{ (что входит в допустимые пределы)}$$

Аналогично производим расчет для других вариантов. Все полученные данные запишем ниже в таблицу 21.

Таблица 21 – полученные данные по трансформаторам для двух вариантов

ПС/варианты		$S_{\text{расч}}$, МВА	$S_{\text{ТР ном}}$, МВА	$K_3^{\text{ном}}$	$K_3^{\text{п/а}}$	Марка
1		2	3	4	5	6
Горка	1	10,7	16	0,46	0,85	ТДН-16000/35
	2	17,483	25	0,49	0,98	ТДТН-25000/110
АК	1	30,513	40	0,46	1,0	ТДТН-40000/110

1		2	3	4	5	7
	2	19,542	25	0,78	1,12	замена не требуется
Корфовская	1	22,325	25	0,47	1,05	ТДТН-25000/110
	2	12,255	16	0,56	0,99	замена не требуется

2.2.3 Выбор сечения новых линий электропередач для двух вариантов

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. При этом, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений.

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчетного тока I_p , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы [9].

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (19)$$

где α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_M).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение K_M принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии.

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками.

Выберем сечение линии для первого варианта. Согласно расчету режима, в ПК RastrWin3 по токовой загрузке ЛЭП перегруженной является линия 110 кВ АК-Корфовская, следовательно необходима усиления сечения данной линии.

Согласно проведенному расчету режима, I_{max} в послеаварийном режиме равен:

$$I_{max}=391 \text{ А, тогда}$$

$$I_p = 391 \cdot 1,05 \cdot 1,1$$

$$I_p = 451,605 \text{ А.}$$

По расчетному току необходимо выбрать сечение линии АС-300/39 с длительно допустимым током 710, для того, чтобы избежать превышения допустимых пределов по токовой загрузке ЛЭП других отходящих от нее линий.

Выберем линию для второго варианта.

$I_{\max}=98$ А, тогда

$$I_p = 98 \cdot 1,05 \cdot 1,1$$

$$I_p = 113,19 \text{ А.}$$

По расчетному току выбираем сечение новой линии АС-120/19, а также примерную длину линии 1,9 км.

Сведем полученные данные в таблицу 22.

Таблица 22 – выбор линий для обоих вариантов

Номер варианта	I_{\max} , А	I_p , А	Линия	Марка про- вода	Длина линии
1	2	3	4	5	6
1 вариант	391	451,6	ВЛ 110 кВ АК-Корфовская	АС-330/39	23,64
2 вариант	98	113,2	ВЛ 110 кВ АК-Горка	АС-120/19	1,9

Ниже на рисунках 6 и 7 указаны схемы вариантов реконструкции соответственно.

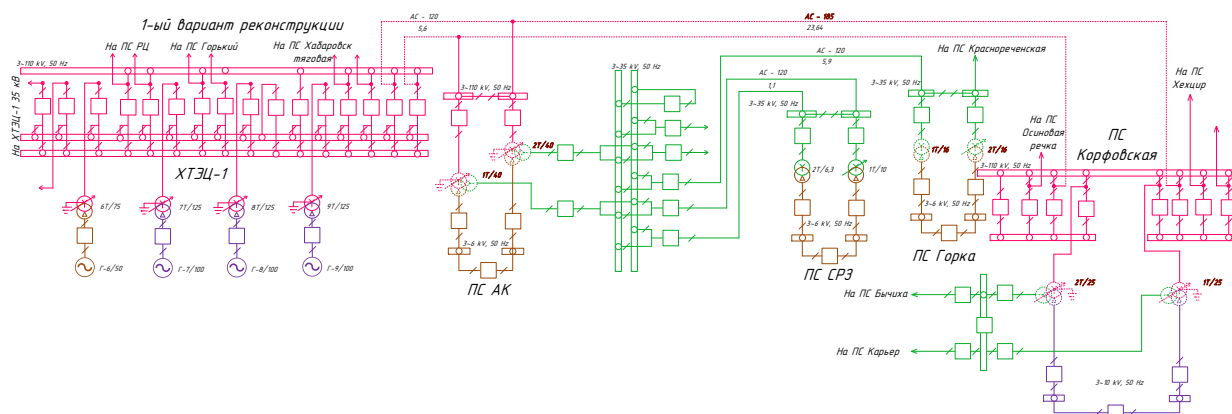


Рисунок 6 – Схема 1 варианта реконструкции участка сети

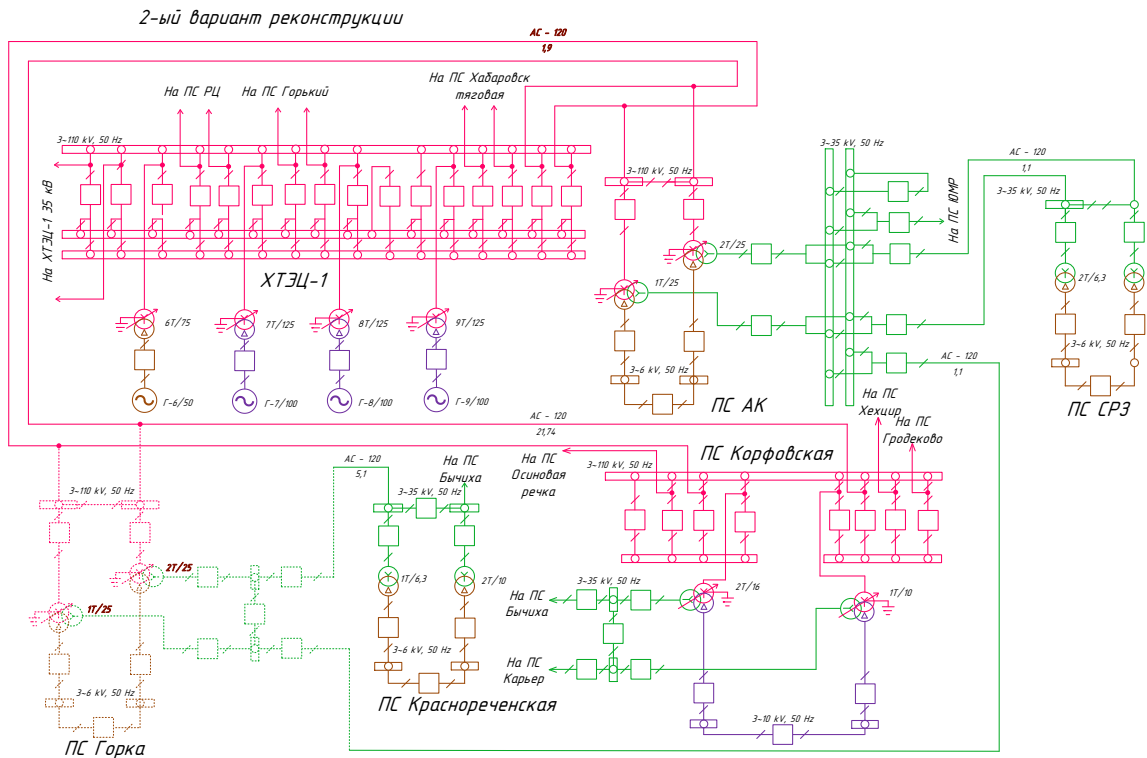


Рисунок 7 – схема 2 варианта реконструкции участка сети

2.2.4 Расчёт приведённых затрат для рассматриваемых вариантов

Цель данного пункта является определение оптимального варианта подключения потребителя на основании расчёта экономической эффективности.

Рассчитаем капиталовложения.

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,05$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [10]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (20)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (22)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

1 вариант:

$$K_{ПС} = (2 \cdot (K_{ТР40} + K_{ТР15} + K_{ТР25}) \cdot K_{инф}) + (4 \cdot K_{ОРУ} \cdot K_{инф}) + K_{ПС},$$

$$K_{ПС} = ((2 \cdot (9500 + 3700 + 8200)) + (4 \cdot 7000) + 21000) \cdot 5,05$$

$$K_{ПС} = 463590 \text{ тыс.руб.}$$

2 вариант:

$$K_{ПС} = (2 \cdot K_{ТР25} \cdot K_{инф}) + (4 \cdot K_{ОРУ} \cdot K_{инф}) + K_{ПС},$$

$$K_{ПС} = ((2 \cdot 8200) + (4 \cdot 7000) + 21000) \cdot 5,05$$

$$K_{ПС} = 325220 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{инф} \quad (23)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [11];

l – длина трассы.

1 вариант:

$$K_{ВЛ} = 25000 \cdot 5,05 \cdot 30,5$$

$$K_{ВЛ} = 3850625 \text{ тыс.руб.}$$

2 вариант:

$$K_{ВЛ} = 25000 \cdot 5,05 \cdot 1,9$$

$$K_{ВЛ} = 239875 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капиталовложения для 1 варианта:

$$K_{общ} = 463590 + 3850625$$

$$K_{общ} = 4314215 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капиталовложения для 2 варианта:

$$K_{общ} = 325220 + 239875$$

$$K_{общ} = 565095 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем эксплуатационные издержки.

В задачи данного раздела входит определение эксплуатационных издержек рассматриваемых вариантов.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} \quad (24)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (25)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$; $\alpha_{тэоПС} = 5,9\%$) [13].

Издержки на эксплуатацию и ремонт для 1 варианта:

$$I_{Э.р.} = 0,08 \cdot 3850625 + 0,059 \cdot 463590$$

$$I_{Э.р.} = 58156,81 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт для 2 варианта:

$$I_{Э.р.} = 0,08 \cdot 239875 + 0,059 \cdot 325220$$

$$I_{Э.р.} = 21106,98 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [12]:

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

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 1,7 тыс.руб/МВт·ч [13].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin3.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети для 1 варианта:

$$I_{\Delta W} = (15,68 \cdot 8760) \cdot 15000$$

$$I_{\Delta W} = 206035,2 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети для 2 варианта:

$$I_{\Delta W} = (15,5 \cdot 8760) \cdot 15000$$

$$I_{\Delta W} = 203670 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \tag{27}$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Амортизационные отчисления для 1 варианта:

$$I_{AM} = \frac{463590}{20} + \frac{3850625}{20}$$

$$I_{AM} = 215710,75 \text{ тыс.руб}$$

Амортизационные отчисления для 2 варианта:

$$I_{AM} = \frac{325220}{20} + \frac{239875}{20}$$

$$I_{AM} = 28254,75 \text{ тыс.руб}$$

Общие издержки для 1 варианта:

$$I = 58156,81 + 206035,2 + 215710,75$$

$$I = 479902,76 \text{ тыс.руб.}$$

Общие издержки для 2 варианта:

$$I = 21106,98 + 203670 + 28254,75$$

$$I = 253031,73 \text{ тыс.руб.}$$

Определим среднегодовые эксплуатационные затраты и выберем оптимальный вариант реконструкции сети.

Приведенные затраты – это показатель сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, применяемый при выборе лучшего из вариантов решения технических и хозяйственных задач.

Среднегодовые приведенные затраты, как уже указывалось ранее будем определять по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \tag{28}$$

где E – норматив дисконтирования ($E=0,1$) [14];

K – капиталовложения необходимые для сооружения электрической сети;

I – эксплуатационные издержки.

Среднегодовые приведенные затраты для 1 варианта:

$$З = 0,1 \cdot 4314215 + 479902,76$$

$$З = 911324,26 \text{ тыс.руб.}$$

Среднегодовые приведенные затраты для 2 варианта:

$$З = 0,1 \cdot 565095 + 253031,73$$

$$З = 409541,23 \text{ тыс.руб.}$$

Полученные данные занесем ниже в таблицу 23.

Таблица 23 – среднегодовые приведенные затраты для двух вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
Среднегодовые приведенные затраты, тыс.руб.	911324,26	409541,23

Проанализировав вышеуказанные данные, может сделать вывод, что наиболее оптимальным вариантом является вариант реконструкции № 2.

3 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНОГО И ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

3.1 Выбор ПВК для расчёта режимов

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Прочитав режим можно максимально приблизиться к реальным условиям, электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, потоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 32144-2013 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В данном пункте выполняется расчет и анализ режимов электрической сети Хабаровского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

В настоящей выпускной квалификационной работе для расчета режимов использована программно-вычислительный комплекс RastrWin3.

3.2 Расчёт максимального режима и его анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме максимальны полученные данные внесем ниже в таблицы 24 и 25.

Таблица 24 – Расчетные значения токов ветвей в нормальном режиме

Номера узлов	Марка провода	Линия	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
1-6	АС -120/16	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	161	390	41,2
1-6	АС-120/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	161	390	41,2
6-7	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	130	390	33,5
6-7	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	130	390	33,5
9-15	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	72	390	18,3
9-15	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	72	390	18,3
7-16	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Горка	43	390	11,1
7-16	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Горка	43	390	11,1
22-24	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Горка-Краснореченская	162	390	41,5
24-25	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Корейский поселок	57	390	14,6
24-26	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Краснореченская-Бычиха	9	390	2,3
30-27	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Карьер	68	390	17,4
34-26	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская-Бычиха	78	390	20,2
16-28	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Горка-Корфовская	152	390	38,9
16-28	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Горка-Корфовская	152	390	38,9

1	2	3	4	5	6
37-28	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Хехцир-Корфовская	189	390	48,46
38-36	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Хехцир	137	825	18,01
38-45	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3-Князе-Волконская	162	1535	10,7
45-36	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ Князе-Волконская-Хехцир	126	1535	8,8
39-47	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племрепродуктор	84	450	18,6
39-47	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Племрепродуктор	84	450	18,6
47-46	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Племрепродуктор-Водозабор	38	450	8,6
47-46	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Племрепродуктор-Водозабор	38	450	8,6
48-49	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племрепродуктор-Федоровка	47	330	14,3
48-49	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племрепродуктор-Федоровка	47	330	14,3
39-50	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Березовка	441	780	56,5
39-50	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-Березовка	441	780	56,5
50-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	416	780	53,3
50-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Березовка-СМР	416	780	53,3
51-52	АС-120/19	ВЛ 110 кВ СМР-КАФ	48	390	12,5
51-52	АС-120/19	ВЛ 110 кВ СМР-КАФ	48	390	12,5
39-53	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3-ГВФ	354	450	78,7

1	2	3	4	5	6
53-44	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ГВФ-РЦ	255	450	56,6
44-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	221	450	49,2
44-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	221	450	49,2
44-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Цен- тральная	286	390	73,5
44-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Цен- тральная	286	390	73,5
54-55	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Централь- ная-Городская	243	910	26,7
54-55	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Централь- ная-Городская	243	910	26,7
55-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	165	910	18,1
55-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская ХТЭЦ-1	165	910	18,1
43-38	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	132	825	16,0
43-38	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	132	825	16,0

Таблица 25 – Расчетные значения напряжений узлов в нормальном режиме

Номера узлов	Название	$U_{ном}$, кВ	$U_{расч}$, кВ
1	2	3	4
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	115,55
2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6,30
3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10,50
4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10,50
5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10,50
6	МЖК ВН	110	115,40
7	АК ВН	110	114,78
8	АК Н.Т. 1	110	110,81
9	АК СН 1	35	35,72
10	АК НН 1	6	6,96

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
12	АК Н.Т. 2	110	110,35
13	АК СН 2	35	36,61
14	АК НН 2	6	6,11
15	СРЗ ВН	35	35,67
16	Горка ВН	110	114,77
17	Горка Н.Т. 1	110	110,05
18	Горка СН 1	35	36,84
19	Горка НН 1	6	6,17
21	Горка Н.Т. 2	110	110,10
22	Горка СН 2	35	35,81
23	Горка НН 2	6	6,00
24	Краснореченская ВН	35	35,25
25	Кор. пос. ВН	35	35,01
26	Бычиха ВН	35	35,28
27	Карьер ВН	35	36,64
28	Корф ВН	110	116,74
29	Корф Н.Т. 1	110	110,72
30	Корф СН 1	35	36,70
31	Корф НН 1	10	10,23
33	Корф Н.Т. 2	110	110,58
34	Корф СН 2	35	36,65
35	Корф НН 2	10	10,21
36	Хехцир ВН	220	232,39
37	Хехцир СН	110	117,03
38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	237,27
39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	121,30
40	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16,00
41	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16,00
42	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16,00
43	РЦ ВН	220	236,51
44	РЦ СН	110	119,48

1	2	3	4
45	Князе-Волк. ВН	220	235,73
46	Водозабор ВН	110	120,94
47	Плем ВН	110	121,11
48	Плем СН	35	37,61
49	Федоровка ВН	35	37,41
50	Березовка ВН	110	120,18
51	СМР ВН	110	119,94
52	КАФ ВН	110	119,80
53	ГВФ ВН	110	120,28
54	Центральная ВН	110	116,28
55	Городская ВН	110	116,01

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных.

Схемы потокораспределения указаны на графическом листе 4.

3.3 Расчёт минимального режима и его анализ (режим наименьших нагрузок – летний минимум)

Таблица 26 - Расчетные значения токов ветвей схемы

Номера узлов	Марка провода	Длина линии, км	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
1-6	АС -120/16	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	97	390	24,9
1-6	АС-120/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-МЖК	97	390	24,9
6-7	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	114	390	29,2
6-7	АС-120/19	ВЛ 110 кВ МЖК-АК	114	390	29,2
9-15	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	41	390	10,4
9-15	АС-120/19	ВЛ 35 кВ АК-СРЗ	41	390	10,4
7-16	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Горка	177	390	45,4

1	2	3	4	5	6
7-16	АС-120/19	ВЛ 110 кВ АК-Горка	177	390	45,3
22-24	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Горка-Красно- нореченская	75	390	19,3
24-25	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Красноре- ченская-Корейский поселок	32	390	8,2
24-26	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Красноре- ченская-Бычиха	21	390	5,3
30-27	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфвоская- Карьер	39	390	10,0
34-26	АС-120/19	ВЛ 35 кВ Корфовская- Бычиха	60	390	15,4
16-28	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Горка-Кор- фовская	242	390	62,1
16-28	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Горка-Кор- фовская	242	390	62,1
37-28	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Хехцир- Корфовская	292	390	74,87
38-36	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3- Хехцир	161	825	20,4
38-45	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ ХТЭЦ-3- Князе-Волконская	175	1535	11,6
45-36	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ Князе-Вол- конская-Хехцир	152	1535	10,3
39-47	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- Племрепродуктор	48	450	10,8
39-47	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- Племрепродуктор	48	450	10,8
47-46	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Племре- продуктор-Водозабор	23	450	5,3
47-46	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Племре- продуктор-Водозабор	23	450	5,3

1	2	3	4	5	6
48-49	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племотрепро- дуктор-Федоровка	19	330	5,7
48-49	АС-95/16	ВЛ 35 кВ Племотрепро- дуктор-Федоровка	19	330	5,7
39-50	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- Березовка	418	780	52,6
39-50	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- Березовка	418	780	52,6
50-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Березовка- СМР	404	780	51,8
50-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ Березовка- СМР	404	780	51,8
51-52	АС-120/19	ВЛ 110 кВ СМР-КАФ	28	390	7,4
51-52	АС-120/19	ВЛ 110 кВ СМР-КАФ	28	390	7,4
39-53	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-3- ГВФ	352	450	78,3
53-44	АС-150/19	ВЛ 110 кВ ГВФ-РЦ	295	450	65,5
44-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	295	450	65,5
44-51	АС-150/19	ВЛ 110 кВ РЦ-СМР	295	450	65,5
44-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Цен- тральная	387	390	99,2
44-54	АС-120/19	ВЛ 110 кВ РЦ-Цен- тральная	387	390	99,2
54-55	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Централь- ная-Городская	463	910	50,9
54-55	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Централь- ная-Городская	463	910	50,9
55-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская- ХТЭЦ-1	421	910	46,2
55-1	АС-120/19	ВЛ 110 кВ Городская ХТЭЦ-1	421	910	46,2

1	2	3	4	5	6
43-38	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	121	825	14,7
43-38	АСО-400/51	ВЛ 220 кВ РЦ-ХТЭЦ-3	121	825	14,7

Таблица 27 - Расчетные значения напряжений узлов

Номера узлов	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ
1	2	3	4
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	116,31
2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6,30
3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10,50
4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10,50
5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10,50
6	МЖК ВН	110	116,31
7	АК ВН	110	116,40
8	АК Н.Т. 1	110	112,31
9	АК СН 1	35	37,58
10	АК НН 1	6	6,35
12	АК Н.Т. 2	110	113,55
13	АК СН 2	35	38,01
14	АК НН 2	6	6,43
15	СРЗ ВН	35	37,55
16	Горка ВН	110	116,56
17	Горка Н.Т. 1	110	114,06
18	Горка СН 1	35	38,18
19	Горка НН 1	6	6,46
21	Горка Н.Т. 2	110	112,80
22	Горка СН 2	35	37,74
23	Горка НН 2	6	6,39
24	Краснореченская ВН	35	37,48
25	Кор. пос. ВН	35	37,35

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4
26	Бычиха ВН	35	37,58
27	Карьер ВН	35	38,64
28	Корф ВН	110	119,26
29	Корф Н.Т. 1	110	115,59
30	Корф СН 1	35	38,68
31	Корф НН 1	10	10,91
33	Корф Н.Т. 2	110	115,35
34	Корф СН 2	35	38,59
935	Корф НН 2	10	10,88
36	Хехцир ВН	220	234,59
37	Хехцир СН	110	119,56
38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	239,01
39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	123,06
40	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16,00
41	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16,00
42	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16,00
43	РЦ ВН	220	238,39
44	РЦ СН	110	121,61
45	Князе-Волк. ВН	220	237,54
46	Водозабор ВН	110	122,82
47	Плем ВН	110	122,95
48	Плем СН	35	40,01
49	Федоровка ВН	35	39,94
50	Березовка ВН	110	122,20
51	СМР ВН	110	122,20
52	КАФ ВН	110	121,95
53	ГВФ ВН	110	122,25
54	Центральная ВН	110	117,45
55	Городская ВН	110	117,11

Из результатов расчета видно, что токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных.

3.4 Расчёт характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Для расчета послеаварийных и/или ремонтных работ произведем отключение также по следующим параметрам:

- отключение одного из трансформаторов на ПС Горка;
- отключение ВЛ 110 кВ АК-Горка;
- отключение ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-Корфовская с отпайками на ПС МЖК, ПС АК, ПС Горка.

В данных расчетах рассматривается режим наибольших нагрузок (зимний максимум).

Подробные схемы потокораспределения нормального и послеаварийных режимов представлены на графическом листе 4. Все расчетные значения послеаварийных режимов подробно представлены в Приложении Б.

Проанализировав все данные, полученные в послеаварийных режимах, которые указаны в Приложении Б можно сделать вывод, что токовая загрузка ЛЭП, а также отклонение напряжений колеблются в допустимых пределах, а следовательно вариант с заменой трансформаторов и вводом отпайек на ПС Горка был выбран верно.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках чаще всего возникают однофазные короткие замыкания (70-95 %), но также имеют место и трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также могут возникать двухфазные короткие замыкания на землю. Наиболее тяжёлым из режимов для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Так как при трехфазном коротком замыкании все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, то это короткое замыкание является симметричным. Остальные короткие замыкания называют несимметричными. Короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения [15].

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Таким образом, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

Для обеспечения надёжной работы электрических систем, предотвращения повреждений оборудования при коротком замыкании необходимо быстро отключать поврежденный участок. Поэтому очень важно правильно выбирать токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование. Для осуществления указанных мероприятий необходимо уметь определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент. В настоящее время расчет токов короткого замыкания чаще проводят с помощью ЭВМ.

4.1 Общие положения

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

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

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

- ударный ток к.з.

Для упрощения задачи рассчитаем токи короткого замыкания с помощью программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

4.2 Определение параметров генераторов

Данные по генераторам приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Паспортные данные генераторов

Название величины	Тип генератора		
	ТВФ-63-2У3	ТВФ-120-2У3	ТВВ-200-2АУ3
Активная мощность, P (МВт)	63	100	200
Косинус угла φ , $\cos\varphi$	0,8	0,8	0,85
Полная мощность, S (МВА)	78,75	125	235,3
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	6,3	10,5	16
Номинальный ток, $I_{ном}$ (А)	7210	6875	8625
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x''_{d*} (о.е.)	0,203	0,192	0,1805

Расшифровка букв в типе генератора:

Т – турбогенератор;

ВВ – турбогенератор с водородно-водяным охлаждением;

ВФ – турбогенератор с форсированным водородным охлаждением ротора и косвенным водородным охлаждением статора;

Первое число – номинальная активная мощность

Последнее число – количество полюсов сердечника;

У – умеренный климат.

4.3 Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3

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

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}}{S_n} ; \quad (29)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном} . \quad (30)$$

Исходные данные генераторов представлены ниже в таблице 28.

Таблица 28 – исходные данные генераторов

Название генератора	№ узла	Сопротивление прямой последовательности, X	Сопротивление обратной последовательности, X ₂	Сопротивление нулевой последовательности, X ₀	ЭДС генератора
ТГ-1 ХТЭЦ-1	2	0,126	0,154	0,139	6,300
ТГ-2 ХТЭЦ-1	3	0,210	0,256	0,231	10,500
ТГ-3 ХТЭЦ-1	4	0,210	0,256	0,231	10,500
ТГ-4 ХТЭЦ-1	5	0,210	0,256	0,231	10,500
ТГ-1 ХТЭЦ-3	40	0,320	0,390	0,352	16,000
ТГ-2 ХТЭЦ-3	41	0,320	0,390	0,352	16,000
ТГ-3 ХТЭЦ-3	42	0,320	0,390	0,352	16,000

Рассчитаем токи КЗ на шинах высокого напряжения 110 кВ подстанции Горка (узел 16). Результаты представлены в таблице 29. Подробный расчет представлен в приложении В.

Ниже на рисунке 8 изображена расчетная схема замещения для данного участка сети.

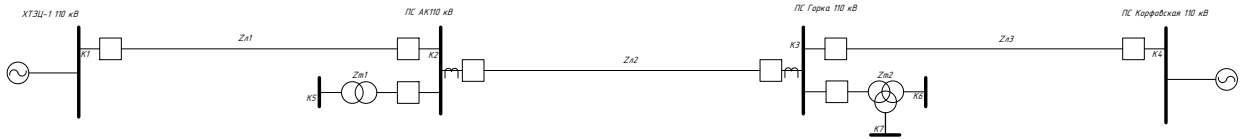


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения для данного участка сети

Таблица 29 – Токи КЗ на шинах высокого напряжения 110 кВ подстанции Горка

Вид короткого замыкания	Ток прямой последовательности, кА	Ток обратной последовательности, кА	Ток нулевой последовательности, кА
Однофазное	3,4401	3,4401	3,4401
Двухфазное	3,7601	3,7601	0
Трёхфазное	7,1700	0	0

Также, для выбора оборудования нам необходимо определить ударный ток по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{ПО}^{(2)}, \quad (31)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}, \quad (32)$$

$$K_{уд} = 1,72;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 3,76,$$

$$i_{уд} = 9,146 \text{ кА.}$$

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС ГОРКА

5.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и поэтому является технико-экономической задачей. Однако в практике проектирования предусматривается на подстанциях установка, как правило, 2-х трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Согласно прогнозируемому росту нагрузок, в ближайшие 5 лет она возрастет на 20%. Исходя из указанной мощности примем к установке принимаем два трехобмоточного трансформатора типа ТДТН – 25000/110.

5.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

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

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

Однолинейную схему проектируемой подстанции (для ОРУ 110 кВ) выполним с применением два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

Схемы подстанции со стороны среднего и низкого напряжений выполняем с применением схемы одна секционированная системы шин.

5.3 Конструктивное исполнение ПС

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на подстанциях открытого типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока — из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока — из камер внутренней установки; современные РУ 3,3 кВ выполняют только внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например, в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

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

Ошиновка РУ напряжением 27,5 кВ и выше выполняется алюминиевыми, жесткая ошиновка на стороне 10(6) кВ и в некоторых случаях на стороне 27,5 и 35 кВ допускается на коротких участках, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию; в этом случае необходимо учитывать возможность резонанса шин при коротких замыканиях. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение проводов к аппаратным зажимам производят опрессовкой или сваркой.

Контрольные и силовые кабели до 1 кВ прокладывают в наземных лотках или по конструкциям РУ; для обеспечения проезда через лотки механизмов и машин предусматривают переезды с расположением лотков в одном уровне. Кабельные линии от различных РУ прокладывают в отдельных лотках.

Внутренние ограждения (разрядников, трансформаторов и т. п.) выполняют металлическими, сетчатыми высотой 2 м. Наружное ограждение территории подстанции высотой 2 м выполняется из сборных железобетонных решетчатых конструкций или металлическим сетчатым.

Расстояния между маслонаполненным оборудованием подстанций и зданиями с производственными категориями В, Г, Д вне территории подстанции, а также жилыми и общественными зданиями при степени огнестойкости

этих зданий I и II; III; IV и V не должны быть меньше соответственно 16; 20; 24 м.

5.4 Выбор и проверка ошиновки

Выбор гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен рассчитаем по следующей формуле:

$$\begin{aligned} I_{P_{\max 110}} &= \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \\ I_{P_{\max 110}} &= \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} \\ I_{P_{\max 110}} &= 131,22 \text{ A.} \end{aligned} \tag{33}$$

Принимаем гибкие шины АС 120/19, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 390$ А, диаметр провода $d = 15,2$ мм.

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится [18].

Выполним проверку на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по формуле:

$$\begin{aligned} E_0 &= 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{7,6}} \right) \\ E_0 &= 27,54 \text{ кВ / см.} \end{aligned} \tag{34}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{8,6 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 500}{7,6}}$$

$$E = 21,07 \text{ кВ / см,} \tag{35}$$

где $D = 500 \text{ см}$ – расстояние между фазными проводами на ОРУ 110 кВ.
Условие выполняется так как:

$$1,07 \cdot 21,07 < 0,9 \cdot 27,54 \tag{36}$$

$$22,55 < 24,79 .$$

Вывод: провода коронировать не будут

5.5 Выбор и проверка выключателей

Выберем выключатели на ПС Горка на стороне 110 кВ. На сегодняшний день по всем показателям предусматривается установка элегазовых выключателей.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации [19].

Выбор выключателей ОРУ – 110 кВ производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$U_{уст} = \frac{1,4 \times S}{\sqrt{3} \times U_{ном}} \quad (37)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (38)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ.

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{откл\ ном} . \quad (39)$$

По данным расчета, произведенного ниже, на шинах 110 кВ выбираем выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110 П*-40/2500 УХЛ1*. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°С) при следующих условиях:

- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150 (для атмосферы типа II) [1];

- верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель ВЭБ-110 воздуха составляет 40°С;

- нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель ВЭБ-110 воздуха составляет минус 55°С;

- гололед с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре скоростью до 40 м/с;

- высота установки ВЭБ-110 над уровнем моря – не более 1000 м;

- тяжение проводов в горизонтальном направлении – не более 1000 Н [20].

Для выбора вышеуказанного выключателя производятся следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (39)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания равная 0,03 [20].

$$I_{\text{н.о}} = 3,44 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (40)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{ов}}$ – время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{отк}} = 2,3 + 0,055$$

$$t_{\text{отк}} = 2,355 \text{ с},$$

$$B_{\text{к}} = 3,44^2 \cdot (2,355 + 0,03)$$

$$B_{\text{к}} = 28,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100}, \quad (41)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$ %.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100}$$

$$i_{a.ном} = 22,63 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (42)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,44 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}}$$

$$i_{a\tau} = 3,5 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (43)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 40^2 \cdot 3$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 131,22 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{вкл.наиб.} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,146 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{at} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Для установки на КРУ 38,5 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-35М*-50/3150ХЛ1. Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35, 110 и 220 кВ [21].

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

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{\sqrt{25^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \quad (44)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 0,413 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 22.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВБЦО – 27,5.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 413 \text{ А}$
$i_{\text{нр.скв}} \geq i_{уд}$	$i_{\text{нр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,44 \text{ кА}$

1	2	3
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{a.ном} = 35,36 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,3 \text{ кА}$

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

Для установки на РУ 6 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭМ-10-20/1000 УХЛ2 (согласно комплектации РУ).

Проверку по термической и динамической устойчивости, возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ провидим по тем же формул, что и при выборе выключателя на 110 кВ.

Максимальный рабочий ток на вводах по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{\sqrt{25^2 + 1^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,752 \text{ кА.} \quad (45)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВБЭМ-10-20/1000 УХЛ2

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 752 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 17,44 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 122,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 7,17 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{a.ном} = 35,36 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,3 \text{ кА}$

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

5.6 Выбор и проверка разъединителей

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

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

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

На стороне 110 кВ к установке принимается разъединители марки РНДЗ – 110/1000 ХЛ1. Результаты расчета представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 131,22 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,146 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
1	2	3
$I^2_T \cdot t_T = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
1	2	3
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 29,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

5.7 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 $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда).

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 [22].

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum r_{ПРИБ.} + r_{ПР} + r_K \quad (46)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (47)$$

где $r_{\text{ПРОВ}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 15$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\begin{aligned} \sum r_{\text{ПРИБ}} &= \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2} \\ \sum r_{\text{ПРИБ}} &= \frac{6,5}{1^2} \\ \sum r_{\text{ПРИБ}} &= 6,5 \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (48)$$

где $\sum S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПРОВ}} = 15 - 6,5 - 0,05$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 8,45 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$\begin{aligned} q &= \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \\ q &= \frac{0,0283 \cdot 75}{8,45} \\ q &= 0,254 \text{ мм}^2, \end{aligned} \quad (49)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ДПР}} = 0,00708 \cdot 75$$

$$R_{\text{ДПР}} = 0,53 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 6,5 + 0,05$$

$$Z_2 = 7,081 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 34.

Таблица 34 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 131,22 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_2 = 7,081 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 9,146 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq В_{\text{К}}$

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

На стороне СН 35 кВ выбираем ТОЛ-НТЗ-35 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 6 мм². Приборы, подключаемые к ТОЛ-НТЗ-35 указаны ниже в таблице 35.

Таблица 35 – Приборы, подключаемые к ТОЛ-НТЗ-35

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5	-	0,5	Д-335
Варметр	2,5	-	2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 36.

Таблица 36 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 1421 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,544 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 107 \text{ кА}$	$I_{УД} = 21,604 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 2883 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,39 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

На стороне НН 6 кВ выбираем ТШЛ-10 и кабель марки АКРВГ четырех-жильный с сечением 10 мм². Приборы, подключаемые к ТШЛ-10 указаны ниже в таблице 37.

Таблица 37 – Приборы, подключаемые к ТШЛ-10

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350

1	2	3	4	5
Ваттметр	0,5	-	0,5	Д-335
Варметр	2,5	-	2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 38.

Таблица 38 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 131,22 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 150 \text{ кА}$	$I_{УД} = 9,145 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 6000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

5.8 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 [23].

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1.. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 39.

Таблица 39 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ввод								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ваттметр	Д-335	6	0,5	1	0	1	3	0
Варметр	Д-304	6	0,5	1	0	1	3	0
1	2	3	4	5	6	7		9
Счетчик АЭ	СА3-И674	6	2,5	1	0,9 25	0,3 8	5,7	13,87
Счетчик РЭ	СР4-И676	6	2,5	1	0,9 25	0,3 8	5,7	13,87
Сумма							44,4	36,74

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{44,4^2 + 36,74^2}$$

$$S_{\Sigma} = 57,63 \text{ ВА.} \tag{50}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено ниже в таблице 40.

Таблица 40 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 560 \text{ ВА}$	$S_P = 57,63 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из вышеуказанных результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне 35 кВ устанавливаем НАМИ-35 УХЛ1.

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлены ниже в таблице 41.

Таблица 41 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
1	2	3
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2p} = 40 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 43,08 \text{ ВА}$	$S_{2p} < S_{2н}$

Как видно из вышеуказанных результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН 6 кВ устанавливаем НАМИ-10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора представлена ниже в таблице 42.

Таблица 42 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ввод								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольт-метр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольт-метр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ватт-метр	Д-335	24	0,5	1	0	1	12	0
Варметр	Д-304	24	0,5	1	0	1	12	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	24	2,5	1	0,9 25	0,3 8	22,8	55,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	24	2,5	1	0,9 25	0,3 8	22,8	55,5
Сумма							88,6	111

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$\begin{aligned}
 S_{\Sigma} &= \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \\
 S_{\Sigma} &= \sqrt{88,6^2 + 111^2} \\
 S_{\Sigma} &= 142 \text{ ВА.}
 \end{aligned}
 \tag{51}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 43.

Таблица 43 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 155 \text{ ВА}$	$S_P = 142 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из вышеуказанных результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

В КРУ 6 кВ используется жесткая ошиновка, проходящая между стенками отдельных ячеек. Необходимо лишь выполнить проверку номинальных параметров шин по основным условиям:

- по максимальному длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости; [23]

Сопоставление каталожных и расчетных данных шин в КРУ-СЭЩ-59 приведены ниже в таблице 44.

Таблица 44 – Каталожные и расчетные данные шин в КРУ-СЭЩ-59.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 215 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,146 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 28,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из приведенных выше данных сделаем вывод, что вся устанавливаемая ошиновка прошла проверку.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \tag{52}$$

Где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}}, \quad (53)$$

где $L_{\text{и}}$ – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, вычисленных по формуле (4) следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 110 кВ.

Длина пути утечки составляет:

$$L = 1,4 \cdot 127 \cdot 1,2$$

$$L = 213,36 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС 120Б с длиной пути утечки 320 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{213,36}{32} + 2$$

$$m = 8,67.$$

Округляя до целого получим 9 изоляторов в гирлянде 110 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки среднего и низкого напряжений используются опорные и изоляторы.

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ [1] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей

нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (54)$$

$$\begin{aligned} F_{расч} &= 0,6F_{разр} \\ F_{расч} &= F_{дон}, \end{aligned} \quad (55)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (56)$$

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 110 кВ выбираем изоляторы ОСК 10-110-Б02-2 УХЛ 1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле:

$$\begin{aligned} F_{дон} &= 0,6 \cdot 10000 \\ F_{дон} &= 6000Н; \end{aligned} \quad (57)$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1020$ мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле 58:

$$\begin{aligned} F_{расч} &= \sqrt{3} \cdot \frac{9,146^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} \\ F_{расч} &= 57,954Н; \end{aligned} \quad (58)$$

Проверка:

$$F_{расч} \leq F_{доп};$$

$$57,954 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Таким образом, ОСК 6-10 УХЛ2 проходит по механической прочности. Следовательно, выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

5.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд. Определение нагрузок собственных нужд указано ниже в таблице 45.

Таблица 45 – Определение нагрузок собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \varphi$	Нагрузка	
	кВт×п	Всего		$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН – 25000/110	12,5×2	25	0,85	25	10
Подогрев КРУ 6 кВ	10	10	1	10	

1	2	3	4	5	6
Освещение	10	10	1	10	
Насосная	50	50	0,85	50	31
Вентиляция	15	15	0,85	15	9,3
Итого				110	50,3

Расчетную нагрузку определяем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (59)$$

где k_c – коэффициент спроса, равный 0,8 [24].

Расчетная нагрузка составляет:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{110^2 + 50,3^2}$$

$$S_{расч} = 96,764 \text{ кВА.}$$

Учитывая прогнозируемый рост нагрузки принимаем к установке два трансформатора ТСЗ – 250/10.

5.11 Выбор ОПН

Ниже в таблице 46 указаны основные характеристики выбранного ОПН.

Таблица 46 – Основные характеристики ОПН-П-110 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
110	110	73	10	40

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

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-35 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Основные характеристики ОПН-35 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение,	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
1	2	3	4	5
35	35	45	10	120

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-6 УХЛ2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Основные характеристики ОПНп-6 УХЛ2

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее U,кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см
1	2	3	4	5
6	6	7,6	10	19,2

5.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС

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

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

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

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

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [23].

Подробный расчет молниезащиты представлен в Приложении Г.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Дистанционная защита линии.

Дистанционные защиты это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления, реагирующих на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т.е. дистанции. Отсюда и происходит название дистанционной защиты (ДЗ). Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ. Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна излишняя работа ДЗ при КЗ на смежных участках.

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в ЛЭП. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных РНМ или применением направленных РС, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне,

охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ.

При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты [20].

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

При определении уставок были рассчитаны сопротивления срабатывания и угол максимальной чувствительности.

Результаты расчета сведем ниже в таблицы 9, 10.

Все расчеты подобные расчеты приведены в Приложении А.

Расчетная схема сети представлена на рисунке 9.

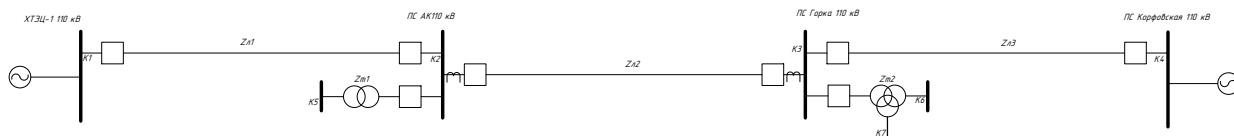


Рисунок 9 - Расчетная схема сети

Таблица 49 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Горка

Ступень	Тип реле	Zустмин	фмч	Уставка(первичные)	Время срабатывания
1	2	3	4	5	6
I ступень	ДЗ-2	1,0 Ом/фазу	60°	0,798 Ом	Без выдержки времени
II ступень				1,375 Ом	0,5 с
III ступень	КРС-1	1,0 Ом/фазу	60°	83,126 Ом	2,0 с

Таблица 50 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Узловая

Степень	Тип реле	Zустмин	фмч	Уставка(первичные)	Время срабатывания
1	2	3	4	5	6
I степень	ДЗ-2	1,0 Ом/фазу	60°	0,798 Ом	Без выдержки времени
II степень				1,375 Ом	0,5 с
III степень	КРС-1	1,0 Ом/фазу	60°	83,126 Ом	2,0 с

6.2 Максимальная токовая отсечка и ТЗНП.

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны

действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания [12].

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаения представлены ниже на рисунке 10. Подробный расчет приведен в Приложении А.

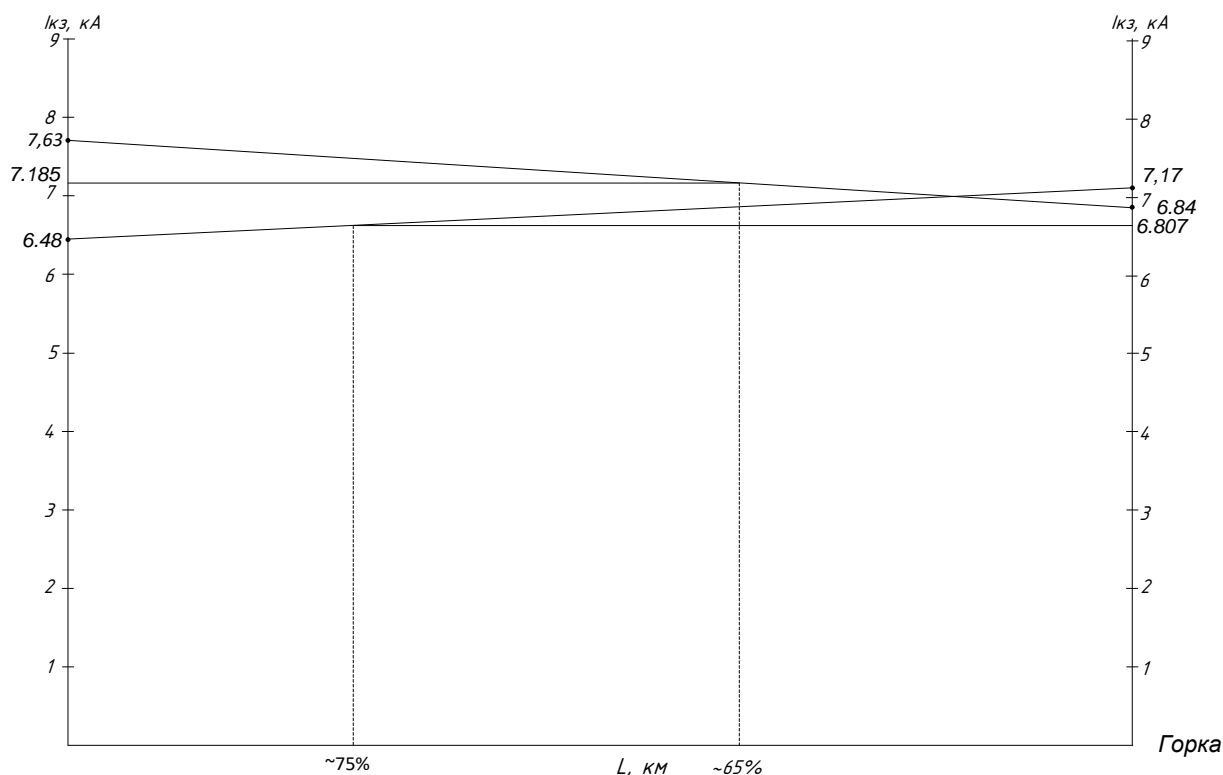


Рисунок 10 – Кривые спадаения ТКЗ для определения уставки МТО

6.3 Расчет и выбор уставок ДЗТ (дифференциальная защита трансформатора).

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон

без выдержки времени [2]. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд [28].

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания реле ДЗТ-11. Принято к использованию реле типа ДЗТ-11/1. При расчете тормозных характеристик реле было установлено, что торможение вводить требуется.

Все подробные расчеты уставок приведены в Приложении А. Данные расчета сведем в таблицу 51.

Таблица 51 - Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение
1	2
Ток срабатывания реле на основной стороне	14,13 А
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	7
Число витков обмотки НТТ реле для стороны НН	6
Число витков уравнивающей обмотки НТТ реле для стороны НН	6
Число витков тормозной обмотки НТТ реле	1

6.4 Защита трансформатора от перегрузки

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

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегруза.

- На двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны.
- На трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон.
- На трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон.

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

Время срабатывания защиты от перегруза, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд [29].

6.5 Газовая защита трансформатора

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

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле КSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать

трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла [22].

6.6 АПВ (автоматическое повторное включение)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.
- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.
- Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.
- В схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ [19].

6.7 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;
- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей);

- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [23].

6.8 АВР (автоматический ввод резерва)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины

подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда, перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- обеспечивать однократность действия;
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного;
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР [12].

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

7.1 Безопасность

В конструкции подстанции должны быть предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

1) все находящееся под высоким напряжением оборудование должно быть установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

2) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками;

3) для ограждения токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

4) в конструкции подстанции должна быть предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающая ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

5) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

6) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

7) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции должно быть предусмотрено в помещении для ремонтного персонала;

8) все места соединения конструкций с заземлением должны иметь отличительную окраску [25].

Основные меры защиты от поражения электрическим током:

– обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением для случайного прикосновения (изоляция токоведущих частей, расположение их на недоступной высоте, применение ограждений, блокировок и др.);

– применение пониженного напряжения;

– применение ручного электрического инструмента с двойной изоляцией;

– поддержание изоляции проводов в надлежащем состоянии. Для электроустановок с напряжением до 1000 В сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм, а в сетях с напряжением свыше 1000 В – не ниже 10 МОм;

– применение заземления или зануления корпусов электрооборудования;

– применение индивидуальных средств защиты от поражения током (диэлектрических перчаток, подставок, ковриков, обуви, инструмента с изолирующими рукоятками, указателей напряжения и др.).

Электроустановки обслуживает специально обученный электротехнический персонал, который периодически (не реже одного раза в год) проходит повторную проверку знаний. Этот персонал производит оперативное обслуживание электроустановок и выполнение работ в электроустановках.

Для обеспечения безопасности предусмотрены организационные мероприятия (назначение ответственных лиц, оформление наряда, подготовка рабочего места, надзор во время выполнения работ, оформление окончания работы и т.д.) и технические мероприятия (производство необходимых отключений, вывешивание плакатов, установка заземлений на отключенных токоведущих частях оборудования, установка ограждений и др.)

Заземление корпусов электрооборудования производят путем преднамеренного соединения корпуса с землей.

Заземление применяют в сетях постоянного тока, в однофазных сетях переменного тока и в трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью трансформатора. Сопротивление заземления должно быть не более 4 Ом.

Зануление корпусов электрооборудования производят путем преднамеренного соединения корпуса с нулевым проводником. Зануление превращает пробой на корпус в короткое однофазное замыкание. Применяют зануление в трехфазных четырехпроводных сетях переменного тока с глухозаземленной нейтралью.

7.2 Экологичность

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по

кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Контроль за состоянием за трансформаторного масла:

- при загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов;

- перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб;

- наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе;

- нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства;

- запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы;

- во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или мас-

лоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло [23].

Санитарно-защитная зона по шуму для подстанции

Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. При гигиенической оценке шумов на рабочих местах следует иметь в виду их возможное мешающее, вредное или травмирующее действие на организм человека [19].

Звучком называют колебания частиц воздушной среды, воспринимаемый органом слуха.

По природе действия различают следующие шумы:

- аэродинамические;
- гидродинамические;
- механические;
- электромагнитные.

Характеристики шума:

Измеряемые и рассчитываемые акустические характеристики шума устанавливаются в зависимости от временных характеристик шума. В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых,

общественных зданий и на территории жилой застройки» устанавливаются следующие величины:

- для постоянного шума (уровень звука (дБА) и октавные уровни звукового давления (дБ);
- для колеблющегося во времени шума (эквивалентный уровень звука (дБА) и максимальный уровень звука (дБА);
- для импульсного шума (эквивалентный уровень звука (дБА) и максимальный уровень звука (дБА_И);
- для прерывистого шума (эквивалентный и максимальный уровни (дБА).

Уровень звука – это энергетическая сумма уровней звукового давления в нормируемом диапазоне частот, откорректированных по частотной характеристике.

Шум, создаваемый трансформаторами:

Силовые трансформаторы (ТМ) являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в ТМ применяют различные системы охлаждения:

- с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

В таблице 52 приведена информация о трансформаторах с различными системами охлаждения и характерными для них шумами.

Таблица 52 – Характерные шумы для трансформаторов с различными системами охлаждения

№ п/п	Трансформатор	Характерные шумы по природе возникновения
1	2	3
1	с естественной циркуляцией воздуха и масла	электромагнитный шум
2	с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	электромагнитный шум, аэродинамический шум
3	с принудительной циркуляцией воздуха и масла	электромагнитный шум, аэродинамический шум, гидродинамический шум
4	с принудительной циркуляцией воды и масла	электромагнитный шум, гидродинамический шум

Шум трансформаторов, особенно больших, в основном обусловлен двумя составляющими: электромагнитным шумом и аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами. Маленькие трансформаторы охлаждаются без принудительных устройств, за счет конвекции воздуха, в связи с чем аэродинамическая составляющая отсутствует [23].

Для расчета шума трансформатора необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 53.

Таблица 53 – Исходные данные

Кол-во тр-ов N	Вид системы охлаждения	Мощность тр-ра, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
1	2	3	4	5
2	тр-р с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д)	25	110	Непосредственно прилегающие к жилым домам

Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток.

Принимаем $L_A = 45$ дБА.

Определяем шумовые характеристики источников шума. В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора.

Принимаем $L_{WA} = 88$ дБА (так как $S=16$ МВА, $U=110$ кВ).

В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить одним с скорректированным уровнем звуковой мощности равных от всех источников шума.

Получаем по формуле: $L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg((10^{0,1 \cdot 88}) \cdot 2)$ дБА

Принимаем: $L_{WA\Sigma} = 91$ дБА.

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории, прилегающей к зданиям больниц и санаториев, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму.

Определяем по формуле [60]:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}} \quad (60)$$

В результате расчета:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91,01 - 45)}}{2 \cdot 3,14}}$$
$$r_{\min} = 79,711 \text{ м.}$$

Ниже на рисунке 11 показана схема расположения ПС относительно жилой застройки.

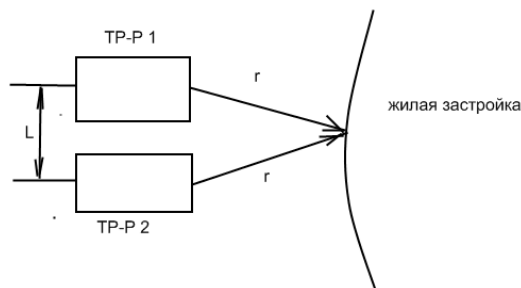


Рисунок 11 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Вывод: В результате решения данной задачи, получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 79,711 м.

7.3 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 [21].

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).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита обеспечивается:

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан оптимальный вариант реконструкции электрической сети 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка.

Реконструкция данной сети включает в себя перевод напряжения ПС Горка с 35 кВ на 110 кВ, замену оборудования на ПС Горка с установкой двух трехобмоточных трансформаторов марки ТДТН-25000/110 с учетом прогнозируемых нагрузок на период 5 лет с целью снижения нагрузки на ПС Горка, ПС АК и ПС Корфовская.

Также, была введена новая ВЛ 110 кВ АК-Горка отпайками от ВЛ 110 кВ АК-Корфовская с целью снижения токовой загрузки ЛЭП.

С помощью программно-вычислительного комплекса RastrWin3 были произведены расчеты нормального и различных послеаварийных режимов с целью проверки работы новой сети в различных послеаварийных ситуациях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 592 с.

2 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.

3 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

4 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2008. 238с.

5 Электротехнический справочник: В 4 т. / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2009. – Т 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 964 с.

6 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 20010. – 48 с.

7 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Паперно Л.Б. и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 2011. – 383 с.

8 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 20012. - 118 с.

9 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2009. - 648 с.

10 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов.— М. : Энергоатомиздат, 2013.— 272 с.

11 ГОСТ 23366-78. Ряды номинальных напряжений постоянного и переменного тока.

12 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках.

13 ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

14 ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи.

15 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

16 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.

17 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> (дата обращения: 19.04.2018)

18 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 132 с.

19 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. - М.: Энергия, 2013. – 188 с.

20 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

21 Дорохин, Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики : учеб. Пособие для вузов.– М. : Энергоатомиздат, 2012.– 272 с.

22 Дьяков, А. Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учеб. пособие для вузов / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко.– М. : Издательство МЭИ, 2008.– 248 с.

23 Сборник руководящих указаний по релейной защите. Вып. 1-7, 9-13б.– М. : Госэнергоиздат, 2008.– 68 с.

24 Удрис, А. П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636. М. : Энергоатомиздат, 2008.– 141 с.

25 Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем : учеб. пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов.– М. : Энергоатомиздат, 2009.– 800 с.

26 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М : Стандартиформ, 2010. – 15 с.

27 Тихонов Б.А. Охрана труда : методические указания к выполнению индивидуальных заданий по курсу “Безопасность жизнедеятельности” для студентов всех специальностей / сост. Б.А. Тихонов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 10 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет релейной защиты и автоматики:

$$r_0 := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$x_0 := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$Z_0 := \left(\sqrt{r_0^2 + x_0^2} \right)^2 \quad Z_0 = 0.489 \quad \text{Ом/км}$$

$$l_{\text{ВЛ}} := 1.9 \quad \text{км}$$

$$R_{\text{ВЛ}} := r_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} \quad R_{\text{ВЛ}} = 0.473 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ВЛ}} := x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} \quad X_{\text{ВЛ}} = 0.811 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{ВЛ}} := \sqrt{R_{\text{ВЛ}}^2 + X_{\text{ВЛ}}^2} \quad Z_{\text{ВЛ}} = 0.939 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{ВЛ.КОМПЛЕКС}} := R_{\text{ВЛ}} + X_{\text{ВЛ}}i \quad Z_{\text{ВЛ.КОМПЛЕКС}} = 0.473 + 0.811i$$

$$\phi_{\text{ВЛ}} := \arg(Z_{\text{ВЛ.КОМПЛЕКС}}) \cdot \frac{180}{\pi} \quad \phi_{\text{ВЛ}} = 59.752$$

Дистанционная защита линии со стороны ПС Горка:

$$x_0 := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$l_{\text{ВЛГорка}} := 1.9$$

$$r_0 := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$Z_{\text{ЛГорка}} := \sqrt{x_0^2 + r_0^2} \cdot l_{\text{ВЛГорка}}$$

$$Z_{\text{ЛГорка}} = 0.939$$

Полное сопротивление линии:

I ступень:

Устанавливаем защиту со стороны ПС Горка:

$$Z_{\text{Исз}} := 0.85 \cdot Z_{\text{ЛГорка}} = 0.798 \quad \text{Ом}$$

II ступень:

Коэффициент токораспределения берется на основе токов, протекающих через ТТ (равен 0,5 при данной схеме)

$$K_{\text{ТОК}} := 1$$

$$R_{\text{Т25}} := 1.5$$

$$X_{\text{Т25}} := 56.9$$

Продолжение

$$Z_{T25} := \sqrt{R_{T25}^2 + X_{T25}^2} \quad Z_{T25} = 56.92 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{IIc3} := 0.85 \cdot (Z_{ЛГорка} + 0.85 \cdot Z_{Ic3}) = 1.375$$

$$Z_{IIc3T} := 0.85 \cdot \left(Z_{ЛГорка} + 0.85 \cdot \frac{Z_{T25}}{K_{ТОК}} \right) = 41.923$$

Берем меньшее из двух:

$$Z_{IIc3выб} := 1.375 \quad \text{Ом}$$

Проверка по чувствительности:

$$K_{IIч} := \frac{Z_{IIc3выб}}{Z_{ЛГорка}} = 1.464 \quad K_{IIч} \geq 1.25$$

III ступень:

$$U_{НОМ} := 110000 \quad \text{В}$$

$$U_{рабmin} := 0.9 \cdot U_{НОМ} = 9.9 \times 10^4 \quad \text{В}$$

$$k_H := 1.2$$

$$k_B := 1.1$$

$$k_{самоzap} := 1.5$$

$$K_{zap} := 0.7$$

$$\phi_{ВЛ} = 59.752$$

$$\phi_{раб} := 30 \quad \text{Угол нагрузки}$$

$$I_{рабmax} := 400 \quad \text{А}$$

$$Z_{IIIc31} := \frac{\frac{U_{рабmin}}{\sqrt{3} \cdot k_{самоzap} \cdot I_{рабmax}}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos[(\phi_{ВЛ} - \phi_{раб}) \text{deg}]}$$

$$Z_{IIIc31} = 83.126 \quad \text{Ом}$$

Проверка по чувствительности:

$$K_{IIIч1} := \frac{Z_{IIIсз1}}{Z_{ЛГорка}} = 88.511$$

$$K_{ч} \geq 1.25$$

Дистанционная защита линии со ПС АК:

$$x_0 := 0.249 \quad \text{Ом/км}$$

$$l_{ВЛАК} := 1.9$$

$$\Gamma_0 := 0.427 \quad \text{Ом/км}$$

$$Z_{ЛАК} := \sqrt{x_0^2 + \Gamma_0^2} \cdot l_{ВЛАК}$$

$$Z_{ЛАК} = 0.939$$

Полное сопротивление линии:

I степень:

Устанавливаем защиту со стороны ПС АК:

$$Z_{Iсзак} := 0.85 \cdot Z_{ЛАК} = 0.798 \quad \text{Ом}$$

II степень:

Коэффициент токораспределения берется на основе токов, протекающих через ТТ (равен 0,5 при данной схеме)

$$K_{ТОК} := 1$$

$$R_{Т25} := 1.5$$

$$X_{Т25} := 56.9$$

$$Z_{Т25} := \sqrt{R_{Т25}^2 + X_{Т25}^2} \quad Z_{Т25} = 56.92 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{IIсз1} := 0.85 \cdot (Z_{ЛАК} + 0.85 \cdot Z_{Iсзак}) = 1.375$$

$$Z_{IIсз2} := 0.85 \cdot \left(Z_{ЛАК} + 0.85 \cdot \frac{Z_{Т25}}{K_{ТОК}} \right) = 41.923$$

Берем меньшее из двух:

$$Z_{IIсзвыб} := 1.375 \quad \text{Ом}$$

Проверка по чувствительности:

$$K_{IIч} := \frac{Z_{IIсзвыб}}{Z_{ЛАК}} = 1.464 \quad K_{IIч} \geq 1.25$$

III степень:

Продолжение

$$U_{\text{НОМ}} := 110000 \text{ В}$$

$$U_{\text{рабmin}} := 0.9 \cdot U_{\text{НОМ}} = 9.9 \times 10^4 \text{ В}$$

$$k_{\text{н}} := 1.2$$

$$k_{\text{В}} := 1.1$$

$$k_{\text{самоzap}} := 1.5$$

$$K_{\text{zap}} := 0.7$$

$$\phi_{\text{ВЛ}} = 59.752$$

$$\phi_{\text{раб}} := 30 \text{ Угол нагрузки}$$

$$I_{\text{рабmax}} := 400 \text{ А}$$

$$Z_{\text{IIIcз1}} := \frac{U_{\text{рабmin}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самоzap}} \cdot I_{\text{рабmax}}} \cdot \frac{1}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{В}} \cdot \cos[(\phi_{\text{ВЛ}} - \phi_{\text{раб}}) \text{deg}]}$$

$$Z_{\text{IIIcз1}} = 83.126 \text{ Ом}$$

Проверка по чувствительности:

$$K_{\text{IIIcз1}} := \frac{Z_{\text{IIIcз1}}}{Z_{\text{ЛАК}}} = 88.511$$

$$K_{\text{ч}} \geq 1.25$$

Расчет МТО со стороны ПС 110 кВ Горка

Ток в защите при кз на ПС АК

$$I_{\text{кз.сум}} := 7613 \text{ А} \quad U := 110 \cdot 10^3 \text{ В} \quad Z_{\text{ЛАК}} := 0.939 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 8.342$$

$$I_{\text{кз.защ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{ЛАК}})} = 6.843 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.05$$

Продолжение

$$I_{\text{ср.отс}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.защ}} = 7.185 \times 10^3$$

Расчет МТО со стороны ПС 110 кВ АК

Ток в защите при кз на ПС Горка

$$I_{\text{кз.сум}} := 7170 \text{ А} \quad U := 110 \cdot 10^3 \text{ В} \quad Z_{\text{лгорка}} := 0.939 \text{ Ом}$$

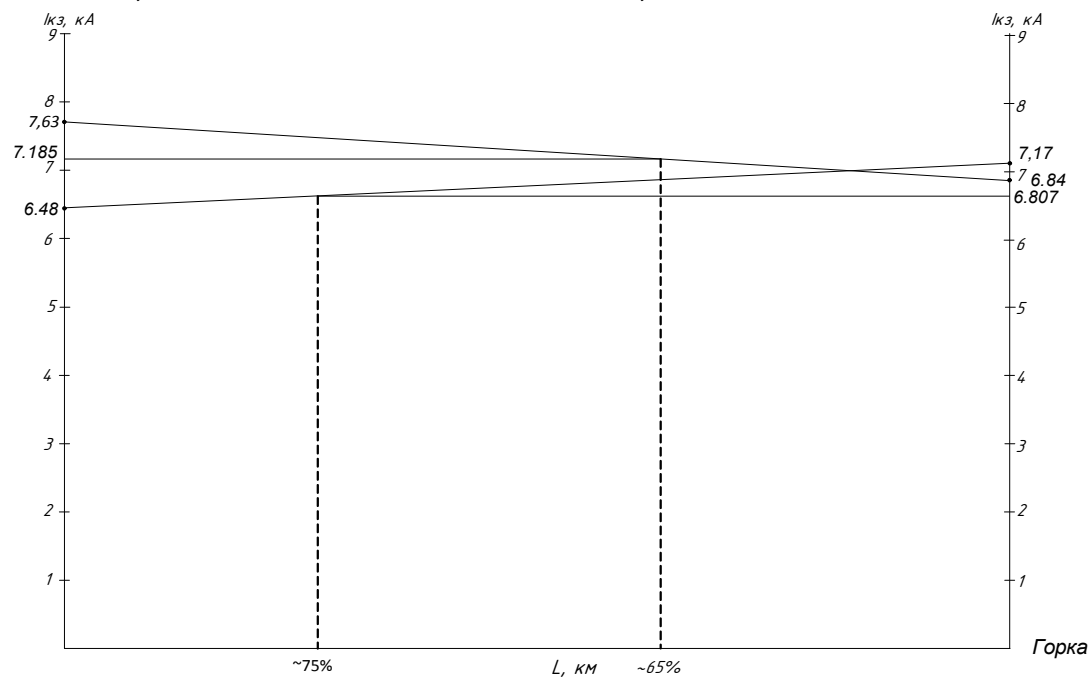
$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 8.858$$

$$I_{\text{кз.защ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{лгорка}})} = 6.483 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.0$$

$$I_{\text{ср.отс}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.защ}} = 6.483 \times 10^3$$

Кривые спадаения токов КЗ для определения тока МТО



Расчет дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ):

Выбор коэффициентов трансформации:

$$U_{\text{ВН}} := 115 \text{ кВ} \quad S_{\text{T}} := 25$$

$$U_{\text{СН}} := 38.5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН}} := 11 \text{ кВ}$$

Продолжение

1) Первичный номинальный ток

$$I_{1В} := \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 125.511$$

$$I_{1С} := \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}} = 374.903$$

$$I_{1Н} := \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = 1.312 \times 10^3$$

2) Коэффициент схемы:

$$K_{сх1} := \sqrt{3} \quad K_{сх2} := \sqrt{3} \quad K_{сх3} := 1$$

3) Расчеты коэффициента трансформации ТТ:

$$125.511 \cdot \sqrt{3} = 217.391 \quad 374.903 \cdot \sqrt{3} = 649.351 \quad 1312 \cdot 1 = 1.312 \times 10^3$$

$$K_{Т1} := \frac{217}{5} \quad K_{Т2} := \frac{649}{5} \quad K_{Т3} := \frac{1312}{5}$$

4) Установ. коэффициент трансформации:

$$K_{ТВЫБ1} := \frac{300}{5} \quad K_{ТВЫБ2} := \frac{750}{5} \quad K_{ТВЫБ3} := \frac{1500}{5}$$

Вторичные токи:

$$I_{2В} := \frac{I_{1В} \cdot K_{сх1}}{K_{ТВЫБ1}} = 3.623$$

$$I_{2С} := \frac{I_{1С} \cdot K_{сх2}}{K_{ТВЫБ2}} = 4.329$$

$$I_{2Н} := \frac{I_{1Н} \cdot K_{сх3}}{K_{ТВЫБ3}} = 4.374$$

Определение тока срабатывания защиты:

$$K_{пер} := 1 \quad \text{- коэффициент, учитывающий переходный режим}$$

Продолжение

$K_{\text{ОДН}} := 1$ - коэффициент однотипности

$\varepsilon := 0.1$ - погрешность ТТ

$I_{\text{КЗ.сумм}} := 7170$ А

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.сумм}}} = 9.26 \quad \text{Ом}$$

$Z_{\text{Т.ВН}} := 56.92$ Ом

$Z_{\text{Т.СН}} := 1.5$ Ом

$Z_{\text{Т.НН}} := 35.73$ Ом

$Z_{\text{Т.ВН.НН}} := Z_{\text{Т.ВН}} + Z_{\text{Т.НН}} = 92.65$ Ом

$Z_{\text{Т.ВН.СН}} := Z_{\text{Т.ВН}} + Z_{\text{Т.СН}} = 58.42$ Ом

$$I_{\text{КЗ.тр1}} := \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН.НН}})} = 0.652 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{КЗ.тр2}} := \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН.СН}})} = 0.981 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{КЗ.тр3}} := \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т.ВН}})} = 1.003 \quad \text{кА}$$

$I_{\text{к.мах}} := 1003$ А

$I_{\text{Нб.расч1}} := K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}} = 100.3$ А

Диапазон регулирования на сторонах (РПН, ПБВ) и коэффициенты токораспределения (отношение значения тока внешнего КЗ через трансформатор к току на стороне, где устраивается КЗ)

$\Delta U_{\alpha} := 0.1$

$$K_{\text{ТОК.}\alpha} := \frac{0.407}{6.8} = 0.06$$

$I_{\text{Нб.расч2}} := I_{\text{к.мах}} \cdot (\Delta U_{\alpha} \cdot K_{\text{ТОК.}\alpha}) = 6.003$ А

Продолжение

$$I_{\text{нб.расч}} := I_{\text{нб.расч1}} + I_{\text{нб.расч2}} = 106.303 \quad \text{А}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки максимального тока небаланса:

$$K_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч1}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 138.194 \quad \text{А}$$

$$I_{1\text{В}} = 125.511 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 3 \cdot I_{1\text{В}} = 376.533 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 489.493 \quad \text{А}$$

Принимаем

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 489.493 \quad \text{А}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{к.р}} := 1003 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{ч.ДЗТ}} := \frac{I_{\text{к.р}}}{I_{\text{сз.ДЗТ}}} = 2.049$$

Определение числа витков обмотки НТТ:

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} = 489.493$$

$$F_{\text{ср}} := 100$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}} := \frac{I_{\text{сз.ДЗТ}} \cdot K_{\text{сх1}}}{K_{\text{ТВЫБ1}}} = 14.13 \quad \text{А}$$

$$\omega_{\text{осн.расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}}} = 7.077$$

$$\omega_{\text{осн}} := 7$$

Число витков обмотки НТТ реле на других сторонах:

$$\omega_{1.\text{расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{2\text{В}}}{I_{2\text{С}}} = 5.859$$

Продолжение

$$\omega_{2.\text{расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{2В}}{I_{2Н}} = 5.799$$

$$\omega_1 := 6$$

$$\omega_2 := 6$$

Расчет тока небаланса, обусловленный неточностью выставления витков в обмотках НТТ:

$$I_{\text{нб.расч3}} := \left[\frac{(\omega_{1.\text{расч}} - \omega_1)}{\omega_{1.\text{расч}}} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} \right] \cdot I_{\text{к.мах}} = -1.448$$

Окончательный расчет тока срабатывания защиты с учетом $I_{\text{нб.расч3}}$

$$I_{\text{нб.расч}} := |I_{\text{нб.расч1}}| + |I_{\text{нб.расч2}}| + |I_{\text{нб.расч3}}| = 107.751 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч3}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 140.077 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 489.493 \quad \text{А}$$

Расчет удовлетворяет принятое значение выше

Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ:

$$I_{\text{раб.ВН}} := \frac{I_{\text{к.р}} \cdot K_{\text{сх1}}}{K_{\text{твыб1}}} = 28.954 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{раб.СН}} := \frac{\left(I_{\text{к.р}} \cdot K_{\text{сх2}} \cdot \frac{115}{38.5} \right)}{K_{\text{твыб2}}} = 34.595 \quad \text{А}$$

$$F_{\text{раб}} := I_{\text{раб.ВН}} \cdot \omega_1 + I_{\text{раб.СН}} \cdot \omega_2 = 381.292 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{торм}} := I_{\text{к.мах}} = 1.003 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{торм.втор}} := I_{\text{торм}} \cdot \frac{K_{\text{сх2}}}{K_{\text{твыб2}}} = 11.582 \quad \text{А}$$

Продолжение

$$\omega_{\text{раб}} := \omega_{\text{осн.расч}} = 7.077$$

$$\text{tg}_{\text{сх}} := 0.75$$

$$\omega_{\text{торм.расч}} := K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.расч}} \cdot \omega_{\text{раб}}}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg}_{\text{сх}}} = 1.3$$

$$\omega_{\text{торм}} := 1$$

Расчет приведенных затрат для рассчитываемых вариантов:

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

$$k_{\text{инф}} := 5.05$$

Капиталовложения в строительство линии (замена сечения линии на АС-300/39):

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 110 кВ,
провод АС-300/39 , длина ЛЭП 30.5 км:

Затраты на прокладку кабеля: $l_{\text{пр}} := 3 \text{ км}$

$$k_{\text{прокл.110}} := 25000 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{прокл.110}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l = 3850625 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110/35/6 мощностью 40 МВА, 35/6
мощностью 16 МВА, 110/35/10 мощность 25 МВА:

$$k_{\text{тр40}} := 9500 \text{ тыс.руб}$$

$$k_{\text{тр16}} := 3700 \text{ тыс.руб}$$

$$k_{\text{тр25}} := 8200 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := 2 \cdot (k_{\text{тр40}} + k_{\text{тр16}} + k_{\text{тр25}}) \cdot k_{\text{инф}} = 216140 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоймость ячейки элигазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 7000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := 4 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 141400 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.}} := 21000 \cdot k_{\text{инф}} = 106050 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 463590 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 4314215 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 58156.81 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$\alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} = 3.08 \times 10^4$$

$$\alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 2.735 \times 10^4$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 23179.5 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 192531.25 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 215710.75 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 15.68 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 137356.8 \quad \text{МВт*ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.5 \quad \text{тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 206035.2 \quad \text{тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 479902.76 \quad \text{тыс.руб.}$$

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

$$k_{\text{инф}} := 5.05$$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 110 кВ, провод АС 120/19, опоры стальные, длина ЛЭП 1.9 км:

Затраты на прокладку кабеля: $l := 1. \text{ км}$

$$k_{\text{прокл.110}} := 25000 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Продолжение

$$K_{ВЛ2} := k_{\text{прокл.110}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot 1 = 239875 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110/35/6 мощностью 25 МВА:

$$k_{\text{тр25}} := 8200 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2.}} := 2 \cdot k_{\text{тр25}} \cdot k_{\text{инф}} = 82820 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоимость ячейки элегазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 7000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := 4 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 141400 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.}} := 20000 \cdot k_{\text{инф}} = 101000 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС2}} := K_{\text{тр2.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 325220 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{об2}} := K_{\text{ПС2}} + K_{\text{ВЛ2}} = 565095 \text{ тыс.руб}$$

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рзовл}} := 0.008$$

$$\alpha_{\text{рзопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР2}} := \alpha_{\text{рзовл}} \cdot K_{\text{ВЛ2}} + \alpha_{\text{рзопс}} \cdot K_{\text{ПС2}} = 21106.98 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс2}} := \frac{K_{\text{ПС2}}}{20} = 16261 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл2}} := \frac{K_{\text{ВЛ2}}}{20} = 11993.75 \text{ тыс.руб.}$$

Продолжение

$$U_{AM2} := U_{ам.пс2} + U_{ам.вл2} = 28254.75 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{сети} := 15.5 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{сети} := \Delta P_{сети} \cdot 8760 = 135780 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.5 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{сети} \cdot C_{\Delta W} = 203670 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U_2 := U_{AM2} + U_{ЭР2} + U_{\Delta W} = 253031.73 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет молниезащиты:

Исходные данные:

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 154 \quad B := 93.6$$

Высота самого высокого защищаемого объекта
(линейный портал)

$$h_x := 17$$

Среднее число грозových часов в год

$$n := 60$$

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} = 0.307$$

Тип зоны защиты Б, т.к. $N < 1$.

$$h := 38 \quad \text{- высота молниетвода}$$

$$h_{\text{эф}} := 0.92 \cdot h = 34.96 \quad \text{- эффективная высота молниетвода}$$

$$r_0 := 1.5 \cdot h = 57 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне земли}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 29.283 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-5, 3-4:

$$L_{12} := \sqrt{55.2^2 + 15.4^2} = 57.308 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 32.257 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 26.96 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-2;2-3:

$$L_{23} := 15.4 \cdot 3 = 46.2 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

Продолжение

$$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 33.812 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{c0} := r_0 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 28.342 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниеотводов 4-5:

$$L_{12} := 15.4 \cdot 4 = 61.6 \quad \text{- расстояние между молниеотводами}$$

$$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 31.656 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{c0} := r_0 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 26.39 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

$$h_x := 7.5 \quad \text{на уровне шинных порталов}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) = 44.772 \quad \text{- радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниеотводов 1-5, 3-4:

$$L_{12} := \sqrt{55.2^2 + 15.4^2} = 57.308 \quad \text{- расстояние между молниеотводами}$$

$$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 32.257 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{c0} := r_0 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 43.747 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниеотводов 1-2;2-3:

$$L_{23} := 15.4 \cdot 3 = 46.2 \quad \text{- расстояние между молниеотводами}$$

$$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 33.812 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

Продолжение

$$r_{c0} := r_0$$

- половина ширины внутренней
зоны
на уровне земли

$$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 44.357$$

- половина ширины внутренней зоны
на уровне высоты защищаемого объекта

Параметры защиты для молниеотводов 4-5:

$$L_{12} := 15.4 \cdot 4 = 61.6$$

- расстояние между молниетводами

$$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 31.656$$
 - наименьшая высота внутренней зоны защиты

$$r_{c0} := r_0$$

- половина ширины внутренней
зоны
на уровне земли

$$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 43.495$$

- половина ширины внутренней зоны
на уровне высоты защищаемого объекта

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет режимов в программно-вычислительном комплексе ПВК RastrWin3

Таблица 1 - Расчетные значения токов при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС АК

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	164	164	ВН	390	42
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	164	164	ВН	390	42.2
6	8	МЖК ВН - АК ВН	136	135	ВН	390	34.7
6	8	МЖК ВН - АК ВН	135	135	ВН	390	34.7
10	12	АК СН - СРЗ ВН	226	226	ВН	390	58
10	12	АК СН - СРЗ ВН	225	225	ВН	390	57.8
10	14	АК СН - Горка ВН	391	392	ВН	390	100.4
14	16	Горка ВН - Краснореченская ВН	385	385	ВН	390	98.8
16	18	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	483	483	ВН	390	124
16	20	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	695	695	ВН	390	178.2
26	20	Корф. СН - Бычиха ВН	581	580	ВН	390	148.9
26	22	Корф. СН - Карьер ВН	9	9	ВН	390	2.2
29	24	Хехцир СН - Корф. ВН	123	123	ВН	390	31.6
8	24	АК ВН - Корф. ВН	135	133	ВН	390	34.7
8	24	АК ВН - Корф. ВН	135	133	ВН	390	34.7
30	28	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	220	227	ВН	825	27.5
30	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	243	245	ВН	825	29.7
42	40	ПС Плем ВН - ПС Водозабор ВН	39	40	ВН	450	8.8
42	40	ПС Плем ВН - ПС Водозабор ВН	39	40	ВН	450	8.8
58	42	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Плем ВН	86	86	ВН	450	19.2
58	42	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Плем ВН	86	86	ВН	450	19.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 1

58	46	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Березовка ВН	330	331	ВН	780	42.4
58	46	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Березовка ВН	330	331	ВН	780	42.4
46	48	ПС Березовка ВН - ПС СМР ВН	305	305	ВН	780	39.1
46	48	ПС Березовка ВН - ПС СМР ВН	304	304	ВН	780	39
48	50	ПС СМР ВН - ПС КАФ ВН	50	50	ВН	390	12.9
48	50	ПС СМР ВН - ПС КАФ ВН	50	50	ВН	390	12.8
58	52	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС ГВФ ВН	252	252	ВН	450	56
52	35	ПС ГВФ ВН - РЦ СН	155	156	ВН	450	34.7
34	30	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	99	100	ВН	825	12.1
34	30	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	100	100	ВН	825	12.1
35	48	РЦ СН - ПС СМР ВН	106	106	ВН	450	23.6
35	48	РЦ СН - ПС СМР ВН	106	105	ВН	450	23.6
35	54	РЦ СН - ПС Центральная ВН	190	190	ВН	390	48.8
35	54	РЦ СН - ПС Центральная ВН	190	190	ВН	390	48.8
54	56	ПС Центральная ВН - ПС Городская ВН	234	233	ВН	390	59.9
54	56	ПС Центральная ВН - ПС Городская ВН	233	233	ВН	390	59.7
56	1	ПС Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	312	311	ВН	390	79.9
56	1	ПС Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	312	311	ВН	390	79.9
43	44	ПС Плем СН - ПС Федоровка ВН	48	49	ВН	330	14.7
43	44	ПС Плем СН - ПС Федоровка ВН	48	49	ВН	330	14.7
38	28	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	205	210	ВН	825	25.5
34	59	РЦ ВН - Левобережная	47	47	ВН	710	6.6
34	60	РЦ ВН - Волочаевка/г	41	44	ВН	710	6.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 2 - Расчетные значения напряжения в узлах при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС АК

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	12	13
Нагр	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	120.4	0.27
Ген	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6.3	3.21
Ген	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10.5	3.94
Ген	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10.5	3.99
Ген	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10.5	2.23
Нагр	6	МЖК ВН	110	120.38	0.19
Нагр	8	АК ВН	110	120.42	-0.12
Нагр	9	АК Н.Т.	110		-7.79
Нагр	10	АК СН	35	65.05	11.63
Нагр	11	АК НН	10		-8.49
Нагр	12	СРЗ ВН	35	65.09	11.81
Нагр	14	Горка ВН	35	65.15	13.33
Нагр	16	Краснореченская ВН	35	63.99	12.3
Нагр	18	Кор. пос. ВН	35	64.48	14.49
Нагр	20	Бычиха ВН	35	60.76	7.28
Нагр	22	Карьер ВН	35	50.15	-0.72
Нагр	24	Корф. ВН	110	120.57	-1.41
Нагр	25	Корф. Н.Т.	110	149.74	-0.19
Нагр	26	Корф. СН	35	50.16	-0.73
Нагр	27	Корф. НН	10	14.25	0.46
Нагр	28	Хехцир ВН	220	231.59	2.26
Нагр	29	Хехцир СН	110	120.48	-1.42
Нагр	61	Хехцир СН2	110	118.64	-2.58

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 2

	2	3	4	5	6
Нагр	30	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	237.24	5.54
Ген	31	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16	2.19
Ген	32	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16	9.65
Ген	33	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16	9.95
База	34	РЦ ВН	220	237.53	5.77
Нагр	35	РЦ СН	110	116.33	-2.28
Нагр	38	Князе-Волк. ВН	220	235.39	4.32
Нагр	40	ПС Водозабор ВН	110	117.65	-1.9
Нагр	42	ПС Плем ВН	110	117.83	-1.78
Нагр	43	ПС Плем СН	35	36.4	-7.93
Нагр	44	ПС Федоровка ВН	35	36.19	-7.96
Нагр	46	ПС Березовка ВН	110	116.97	-2.09
Нагр	48	ПС СМР ВН	110	116.73	-2.18
Нагр	50	ПС КАФ ВН	110	116.6	-2.23
Нагр	52	ПС ГВФ ВН	110	117.06	-2.07
Нагр	54	ПС Центральная ВН	110	118.7	-0.75
Нагр	56	ПС Городская ВН	110	119.04	-0.52
Нагр	58	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	118.03	-1.7
Нагр	59	Левобережная	220	237.41	5.34
Нагр	60	Волочаевка/т	220	237.26	5.64
Нагр	62	Горка НН1	6	12	26.37
Нагр	63	Горка НН2	6	11.25	38.78

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 3 - Расчетные значения токов при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС Горка

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	200	200	ВН	390	51.3
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	201	201	ВН	390	51.4
6	8	МЖК ВН - АК ВН	164	164	ВН	390	42.1
6	8	МЖК ВН - АК ВН	164	164	ВН	390	42.1
10	12	АК СН - СРЗ ВН	16	16	ВН	390	4
10	12	АК СН - СРЗ ВН	16	16	ВН	390	4
10	14	АК СН - Горка ВН	261	261	ВН	390	66.9
14	16	Горка ВН - Краснореченская ВН	169	169	ВН	390	43.3
16	18	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	73	73	ВН	390	18.7
16	20	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	56	56	ВН	390	14.4
26	20	Корф. СН - Бычиха ВН	16	17	ВН	390	4.4
26	22	Корф. СН - Карьер ВН	21	21	ВН	390	5.3
29	24	Хехцир СН - Корф. ВН	100	100	ВН	390	25.5
8	24	АК ВН - Корф. ВН	99	100	ВН	390	25.5
8	24	АК ВН - Корф. ВН	99	100	ВН	390	25.5
30	28	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	229	240	ВН	825	29
30	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	252	255	ВН	825	30.9
42	40	ПС Плем ВН - ПС Водозабор ВН	39	40	ВН	450	8.8
42	40	ПС Плем ВН - ПС Водозабор ВН	39	40	ВН	450	8.8
58	42	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Плем ВН	86	86	ВН	450	19.2
58	42	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Плем ВН	86	87	ВН	450	19.3
58	46	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Березовка ВН	348	349	ВН	780	44.7
58	46	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Березовка ВН	348	348	ВН	780	44.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
46	48	ПС Березовка ВН - ПС СМР ВН	322	323	ВН	780	41.3
46	48	ПС Березовка ВН - ПС СМР ВН	322	322	ВН	780	41.2
48	50	ПС СМР ВН - ПС КАФ ВН	50	50	ВН	390	12.9
48	50	ПС СМР ВН - ПС КАФ ВН	50	50	ВН	390	12.9
58	52	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС ГВФ ВН	268	268	ВН	450	59.6
52	35	ПС ГВФ ВН - РЦ СН	170	171	ВН	450	38
34	30	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	119	120	ВН	825	14.6
34	30	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	119	121	ВН	825	14.6
35	48	РЦ СН - ПС СМР ВН	123	122	ВН	450	27.2
35	48	РЦ СН - ПС СМР ВН	122	122	ВН	450	27.2
35	54	РЦ СН - ПС Центральная ВН	147	147	ВН	390	37.7
35	54	РЦ СН - ПС Центральная ВН	147	147	ВН	390	37.7
54	56	ПС Центральная ВН - ПС Городская ВН	191	191	ВН	390	48.9
54	56	ПС Центральная ВН - ПС Городская ВН	190	190	ВН	390	48.7
56	1	ПС Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	270	269	ВН	390	69.1
56	1	ПС Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	269	269	ВН	390	69.1
43	44	ПС Плем СН - ПС Федоровка ВН	49	49	ВН	330	14.8
43	44	ПС Плем СН - ПС Федоровка ВН	49	49	ВН	330	14.8
38	28	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	216	224	ВН	825	27.1
34	59	РЦ ВН - Левобережная	47	47	ВН	710	6.6
34	60	РЦ ВН - Волочаевка/г	41	44	ВН	710	6.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 4 – Расчетные значения напряжения в узлах при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС Горка

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	5	6
Нагр	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119.13	-0.56
Ген	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6.3	2.38
Ген	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10.5	3.12
Ген	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10.5	3.17
Ген	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10.5	1.4
Нагр	6	МЖК ВН	110	118.99	-0.63
Нагр	8	АК ВН	110	118.41	-0.9
Нагр	9	АК Н.Т.	110	112.63	-6.8
Нагр	10	АК СН	35	37.62	-6.75
Нагр	11	АК НН	10	10.71	-7.49
Нагр	12	СРЗ ВН	35	37.61	-6.76
Нагр	14	Горка ВН	35	36.61	-7.99
Нагр	16	Краснореченская ВН	35	36.07	-8.75
Нагр	18	Кор. пос. ВН	35	35.77	-9.11
Нагр	20	Бычиха ВН	35	35.81	-9.33
Нагр	22	Карьер ВН	35	36.11	-9.64
Нагр	24	Корф. ВН	110	117.12	-1.65
Нагр	25	Корф. Н.Т.	110	108.17	-9.68
Нагр	26	Корф. СН	35	36.13	-9.62
Нагр	27	Корф. НН	10	10.15	-12.07
Нагр	28	Хехцир ВН	220	229.48	2.24
Нагр	29	Хехцир СН	110	117.11	-1.69
Нагр	61	Хехцир СН2	110	117.49	-2.69

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Нагр	30	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	236.98	5.52
Ген	31	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16	1.84
Ген	32	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16	9.63
Ген	33	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16	9.93
База	34	РЦ ВН	220	237.53	5.77
Нагр	35	РЦ СН	110	116	-2.69
Нагр	38	Князе-Волк. ВН	220	234.51	4.3
Нагр	40	ПС Водозабор ВН	110	117.44	-2.25
Нагр	42	ПС Плем ВН	110	117.62	-2.13
Нагр	43	ПС Плем СН	35	36.32	-8.31
Нагр	44	ПС Федоровка ВН	35	36.11	-8.34
Нагр	46	ПС Березовка ВН	110	116.7	-2.47
Нагр	48	ПС СМР ВН	110	116.46	-2.57
Нагр	50	ПС КАФ ВН	110	116.32	-2.62
Нагр	52	ПС ГВФ ВН	110	116.8	-2.46
Нагр	54	ПС Центральная ВН	110	117.73	-1.46
Нагр	56	ПС Городская ВН	110	117.99	-1.27
Нагр	58	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	117.81	-2.05
Нагр	59	Левобережная	220	237.41	5.34
Нагр	60	Волочаевка/г	220	237.26	5.64
Нагр	62	Горка НН1	6		-10.77
Нагр	63	Горка НН2	6	5.83	-11.31

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 5 – Расчетные значения токов при аварийном отключении ВЛ 35 кВ АК-Горка

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	209	209	ВН	390	53.7
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	210	210	ВН	390	53.8
6	8	МЖК ВН - АК ВН	173	174	ВН	390	44.5
6	8	МЖК ВН - АК ВН	173	174	ВН	390	44.5
10	12	АК СН - СРЗ ВН	14	14	ВН	390	3.6
10	12	АК СН - СРЗ ВН	14	14	ВН	390	3.6
10	14	АК СН - Горка ВН			ВН	390	
14	16	Горка ВН - Краснореченская ВН	220	220	ВН	390	56.3
16	18	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	112	112	ВН	390	28.6
16	20	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	311	311	ВН	390	79.8
26	20	Корф. СН - Бычиха ВН	381	381	ВН	390	97.8
26	22	Корф. СН - Карьер ВН	25	25	ВН	390	6.5
29	24	Хехцир СН - Корф. ВН	99	99	ВН	390	25.4
8	24	АК ВН - Корф. ВН	146	148	ВН	390	37.9
8	24	АК ВН - Корф. ВН	146	148	ВН	390	37.9
30	28	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	237	248	ВН	825	30.1
30	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	259	263	ВН	825	31.9
42	40	ПС Плем ВН - ПС Водозабор ВН	39	40	ВН	450	8.8
42	40	ПС Плем ВН - ПС Водозабор ВН	39	40	ВН	450	8.8
58	42	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Плем ВН	86	86	ВН	450	19.2
58	42	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Плем ВН	86	87	ВН	450	19.3
58	46	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Березовка ВН	350	351	ВН	780	45
58	46	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС Березовка ВН	350	350	ВН	780	44.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
46	48	ПС Березовка ВН - ПС СМР ВН	324	324	ВН	780	41.6
46	48	ПС Березовка ВН - ПС СМР ВН	323	324	ВН	780	41.5
48	50	ПС СМР ВН - ПС КАФ ВН	50	50	ВН	390	12.9
48	50	ПС СМР ВН - ПС КАФ ВН	50	50	ВН	390	12.9
58	52	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ПС ГВФ ВН	269	270	ВН	450	60
52	35	ПС ГВФ ВН - РЦ СН	172	173	ВН	450	38.4
34	30	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	127	129	ВН	825	15.6
34	30	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	127	129	ВН	825	15.6
35	48	РЦ СН - ПС СМР ВН	124	124	ВН	450	27.6
35	48	РЦ СН - ПС СМР ВН	124	124	ВН	450	27.6
35	54	РЦ СН - ПС Центральная ВН	141	141	ВН	390	36.2
35	54	РЦ СН - ПС Центральная ВН	141	141	ВН	390	36.2
54	56	ПС Центральная ВН - ПС Городская ВН	185	185	ВН	390	47.4
54	56	ПС Центральная ВН - ПС Городская ВН	184	184	ВН	390	47.3
56	1	ПС Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	264	264	ВН	390	67.7
56	1	ПС Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	264	264	ВН	390	67.6
43	44	ПС Плем СН - ПС Федоровка ВН	49	49	ВН	330	14.8
43	44	ПС Плем СН - ПС Федоровка ВН	49	49	ВН	330	14.8
38	28	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	224	232	ВН	825	28.2
34	59	РЦ ВН - Левобережная	47	47	ВН	710	6.6
34	60	РЦ ВН - Волочаевка/Т	41	44	ВН	710	6.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 6 – Расчетные значения напряжения в узлах при аварийном отключении ВЛ 35 кВ АК-Горка

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	5	6
Нагр	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	118.99	-0.69
Ген	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6.3	2.25
Ген	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10.5	3
Ген	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10.5	3.05
Ген	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10.5	1.27
Нагр	6	МЖК ВН	110	118.83	-0.76
Нагр	8	АК ВН	110	118.19	-1.03
Нагр	9	АК Н.Т.	110	116.42	-3.38
Нагр	10	АК СН	35	38.96	-3.37
Нагр	11	АК НН	10	11.08	-4.02
Нагр	12	СРЗ ВН	35	38.95	-3.38
Нагр	14	Горка ВН	35	20.17	-31.02
Нагр	16	Краснореченская ВН	35	21	-29.8
Нагр	18	Кор. пос. ВН	35	20.51	-30.65
Нагр	20	Бычиха ВН	35	23.25	-26.93
Нагр	22	Карьер ВН	35	30.95	-18.83
Нагр	24	Корф. ВН	110	115.89	-1.95
Нагр	25	Корф. Н.Т.	110	93.3	-19.02
Нагр	26	Корф. СН	35	30.97	-18.8
Нагр	27	Корф. НН	10	8.7	-22.1
Нагр	28	Хехцир ВН	220	228.68	2.17
Нагр	29	Хехцир СН	110	115.9	-1.99
Нагр	61	Хехцир СН2	110	117.06	-2.79

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
Нагр	30	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	236.89	5.51
Ген	31	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16	1.79
Ген	32	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16	9.62
Ген	33	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16	9.92
База	34	РЦ ВН	220	237.53	5.77
Нагр	35	РЦ СН	110	115.96	-2.75
Нагр	38	Князе-Волк. ВН	220	234.19	4.28
Нагр	40	ПС Водозабор ВН	110	117.41	-2.3
Нагр	42	ПС Плем ВН	110	117.59	-2.18
Нагр	43	ПС Плем СН	35	36.31	-8.37
Нагр	44	ПС Федоровка ВН	35	36.1	-8.4
Нагр	46	ПС Березовка ВН	110	116.67	-2.52
Нагр	48	ПС СМР ВН	110	116.42	-2.63
Нагр	50	ПС КАФ ВН	110	116.29	-2.68
Нагр	52	ПС ГВФ ВН	110	116.76	-2.51
Нагр	54	ПС Центральная ВН	110	117.62	-1.57
Нагр	56	ПС Городская ВН	110	117.88	-1.38
Нагр	58	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	117.78	-2.1
Нагр	59	Левобережная	220	237.41	5.34
Нагр	60	Волочаевка/т	220	237.26	5.64
Нагр	62	Горка НН1	6	3.44	-35.38
Нагр	63	Горка НН2	6	3	-38.97

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 7 – Расчетные значения токов при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС Горка

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6	7	8
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	314	314	ВН	390	80.6
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	314	314	ВН	390	80.6
6	7	МЖК ВН - АК ВН	278	278	ВН	390	71.3
6	7	МЖК ВН - АК ВН	278	278	ВН	390	71.3
9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	68	68	ВН	390	17.4
9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	68	68	ВН	390	17.4
7	16	АК ВН - Горка ВН	149	149	ВН	390	38.3
7	16	АК ВН - Горка ВН	149	149	ВН	390	38.3
22	24	Горка СН 2 - Краснореченская ВН	186	186	ВН	390	47.6
24	25	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	54	55	ВН	390	14
24	26	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	24	24	ВН	390	6.1
30	27	Корф СН 1 - Карьер ВН	67	67	ВН	390	17.1
34	26	Корф СН 2 - Бычиха ВН	44	45	ВН	390	11.6
16	28	Горка ВН - Корф ВН	100	98	ВН	390	25.5
16	28	Горка ВН - Корф ВН	100	98	ВН	390	25.5
37	28	Хехцир СН - Корф ВН	188	188	ВН	390	48.3
38	36	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	28	58	ВН	825	7.1
38	45	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	47	53	ВН	1,535.00	3.5
45	36	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	34	56	ВН	1,535.00	3.6
39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	84	84	ВН	450	18.7
39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	84	84	ВН	450	18.7
47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	38	39	ВН	450	8.6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	38	39	ВН	450	8.6
48	49	Плем СН - Федеровска ВН	47	47	ВН	330	14.3
48	49	Плем СН - Федеровска ВН	47	47	ВН	330	14.3
39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	304	304	ВН	780	39
39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	304	304	ВН	780	39
50	51	Березовка ВН - СМР ВН	279	279	ВН	780	35.7
50	51	Березовка ВН - СМР ВН	279	279	ВН	780	35.7
51	52	СМР ВН - КАФ ВН	49	49	ВН	390	12.5
51	52	СМР ВН - КАФ ВН	49	49	ВН	390	12.5
39	53	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ГВФ ВН	229	230	ВН	450	51.1
53	44	ГВФ ВН - РЦ СН	135	135	ВН	450	30.1
44	51	РЦ СН - СМР ВН	85	84	ВН	450	18.8
44	51	РЦ СН - СМР ВН	85	84	ВН	450	18.8
44	54	РЦ СН - Центральная ВН	162	164	ВН	390	42.1
44	54	РЦ СН - Центральная ВН	162	164	ВН	390	42.1
54	55	Центральная ВН - Городская ВН	198	198	ВН	910	21.7
54	55	Центральная ВН - Городская ВН	198	198	ВН	910	21.7
55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	267	267	ВН	910	29.3
55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	267	267	ВН	910	29.3
43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	354	354	ВН	825	42.9
43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	354	354	ВН	825	42.9
43	56	РЦ ВН - Левобережная	47	47	ВН	710	6.6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
43	57	РЦ ВН - Волочаевка/т	41	44	ВН	710	6.2
13	18	АК СН 2 - Горка СН 1	48	48	ВН	390	12.4

Таблица 8 – Расчетные значения напряжения в узлах при аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС Горка

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	5	6
Нагр	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119.98	5.72
Ген	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6.3	8.66
Ген	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.39
Ген	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.44
Ген	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.93
Нагр	6	МЖК ВН	110	119.76	5.6
Нагр	7	АК ВН	110	118.85	5.13
Нагр	8	АК Н.Т. 1	110	112.28	-0.97
Нагр	9	АК СН 1	35	37.56	-0.96
Нагр	10	АК НН 1	6	6.28	-3.93
Нагр	12	АК Н.Т. 2	110	112.28	-0.97
Нагр	13	АК СН 2	35	37.56	-0.96
Нагр	14	АК НН 2	6	6.29	-3.92
Нагр	15	СРЗ ВН	35	37.51	-1.02
Нагр	16	Горка ВН	110	118.73	5
Нагр	17	Горка Н.Т. 1	110	118.73	5
Нагр	18	Горка СН 1	35	37.4	-1.22

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
Нагр	19	Горка НН 1	6		-3.88
Нагр	21	Горка Н.Т. 2	110	111.82	-1.25
Нагр	22	Горка СН 2	35	37.4	-1.22
Нагр	23	Горка НН 2	6	6.28	-3.91
Нагр	24	Краснореченская ВН	35	36.78	-1.99
Нагр	25	Кор. пос. ВН	35	36.56	-2.25
Нагр	26	Бычиха ВН	35	36.67	-2.23
Нагр	27	Карьер ВН	35	37.37	-2.11
Нагр	28	Корф ВН	110	118.72	4.13
Нагр	29	Корф Н.Т. 1	110	111.89	-2.06
Нагр	30	Корф СН 1	35	37.43	-2.04
Нагр	31	Корф НН 1	10	10.44	-4.98
Нагр	33	Корф Н.Т. 2	110	112.22	-1.48
Нагр	34	Корф СН 2	35	37.55	-1.46
Нагр	35	Корф НН 2	10	10.47	-4.38
Нагр	36	Хехцир ВН	220	234.87	4.31
Нагр	37	Хехцир СН	110	118.84	4.09
Нагр	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	237.63	4.4
Нагр	39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	120.96	3.55
Ген	40	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16	7.38
Ген	41	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16	8.5
Ген	42	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16	8.81
База	43	РЦ ВН	220	236.51	3.62
Нагр	44	РЦ СН	110	119.47	3.02

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
Нагр	45	Князе-Волк. ВН	220	236.82	4.22
Нагр	46	Водозабор ВН	110	120.6	3.36
Нагр	47	Плем ВН	110	120.77	3.47
Нагр	48	Плем СН	35	37.48	-2.36
Нагр	49	Федеровска ВН	35	37.28	-2.39
Нагр	50	Березовка ВН	110	120	3.19
Нагр	51	СМР ВН	110	119.79	3.1
Нагр	52	КАФ ВН	110	119.66	3.05
Нагр	53	ГВФ ВН	110	120.1	3.2
Нагр	54	Центральная ВН	110	119.4	4.64
Нагр	55	Городская ВН	110	119.43	4.88
Нагр	56	Левобережная	220	236.38	3.19
Нагр	57	Волочаевка/г	220	236.24	3.5

Таблица 9 – Расчетные значения токов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-Корфовская с отпайками на ПС МЖК, ПС АК, ПС Горка

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	352	352	ВН	390	97.2
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН			ВН	390	
6	7	МЖК ВН - АК ВН			ВН	390	
6	7	МЖК ВН - АК ВН	379	380	ВН	390	98.6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	69	69	ВН	390	17.7
9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	69	69	ВН	390	17.7
7	16	АК ВН - Горка ВН			ВН	390	
7	16	АК ВН - Горка ВН	322	322	ВН	390	82.7
22	24	Горка СН 2 - Краснореченская ВН	196	196	ВН	390	50.3
24	25	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	55	55	ВН	390	14.1
24	26	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	35	35	ВН	390	9
30	27	Корф СН 1 - Карьер ВН	67	67	ВН	390	17.2
34	26	Корф СН 2 - Бычиха ВН	39	40	ВН	390	10.2
16	28	Горка ВН - Корф ВН			ВН	390	
16	28	Горка ВН - Корф ВН	146	143	ВН	390	37.5
37	28	Хехцир СН - Корф ВН	214	214	ВН	390	54.9
38	36	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	44	70	ВН	825	8.5
38	45	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	67	72	ВН	1,535.00	4.7
45	36	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	43	64	ВН	1,535.00	4.2
39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	84	84	ВН	450	18.7
39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	84	84	ВН	450	18.7
47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	38	39	ВН	450	8.6
47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	38	39	ВН	450	8.6
48	49	Плем СН - Федеровска ВН	47	47	ВН	330	14.3
48	49	Плем СН - Федеровска ВН	47	47	ВН	330	14.3
39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	306	306	ВН	780	39.3
39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	306	306	ВН	780	39.3
50	51	Березовка ВН - СМР ВН	281	281	ВН	780	36

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 9

50	51	Березовка ВН - СМР ВН	281	281	ВН	780	36
51	52	СМР ВН - КАФ ВН	49	49	ВН	390	12.5
51	52	СМР ВН - КАФ ВН	49	49	ВН	390	12.5
39	53	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ГВФ ВН	231	232	ВН	450	51.4
53	44	ГВФ ВН - РЦ СН	136	137	ВН	450	30.5
44	51	РЦ СН - СМР ВН	87	86	ВН	450	19.3
44	51	РЦ СН - СМР ВН	87	86	ВН	450	19.3
44	54	РЦ СН - Центральная ВН	158	161	ВН	390	41.2
44	54	РЦ СН - Центральная ВН	158	161	ВН	390	41.2
54	55	Центральная ВН - Городская ВН	193	194	ВН	910	21.3
54	55	Центральная ВН - Городская ВН	193	194	ВН	910	21.3
55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	262	262	ВН	910	28.8
55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	262	262	ВН	910	28.8
43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	333	333	ВН	825	40.4
43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	333	333	ВН	825	40.4
43	56	РЦ ВН - Левобережная	47	47	ВН	710	6.6
43	57	РЦ ВН - Волочаевка/т	41	44	ВН	710	6.2
13	18	АК СН 2 - Горка СН 1	9	9	ВН	390	2.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 10 – Расчетные значения напряжения в узлах при аварийном отключении ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-Корфовская с отпайками на ПС МЖК, ПС АК, ПС Горка

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	5	6
Нагр	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119.76	5.59
Ген	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6.3	8.53
Ген	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.27
Ген	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.32
Ген	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.8
Нагр	6	МЖК ВН	110	119.28	5.37
Нагр	7	АК ВН	110	117.26	4.42
Нагр	8	АК Н.Т. 1	110	110.91	-1.51
Нагр	9	АК СН 1	35	37.11	-1.5
Нагр	10	АК НН 1	6	6.2	-4.54
Нагр	12	АК Н.Т. 2	110	110.91	-1.51
Нагр	13	АК СН 2	35	37.11	-1.5
Нагр	14	АК НН 2	6	6.2	-4.54
Нагр	15	СРЗ ВН	35	37.06	-1.56
Нагр	16	Горка ВН	110	116.93	4.17
Нагр	17	Горка Н.Т. 1	110	110.91	-1.59
Нагр	18	Горка СН 1	35	37.1	-1.57
Нагр	19	Горка НН 1	6	6.22	-4.29
Нагр	21	Горка Н.Т. 2	110	110.91	-1.59
Нагр	22	Горка СН 2	35	37.1	-1.57
Нагр	23	Горка НН 2	6	6.22	-4.29

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
Нагр	24	Краснореченская ВН	35	36.48	-2.43
Нагр	25	Кор. пос. ВН	35	36.25	-2.7
Нагр	26	Бычиха ВН	35	36.35	-2.83
Нагр	27	Карьер ВН	35	37.06	-3.38
Нагр	28	Корф ВН	110	117.89	2.96
Нагр	29	Корф Н.Т. 1	110	110.98	-3.33
Нагр	30	Корф СН 1	35	37.12	-3.31
Нагр	31	Корф НН 1	10	10.35	-6.3
Нагр	33	Корф Н.Т. 2	110	111.17	-2.47
Нагр	34	Корф СН 2	35	37.2	-2.45
Нагр	35	Корф НН 2	10	10.37	-5.43
Нагр	36	Хехцир ВН	220	234.22	3.97
Нагр	37	Хехцир СН	110	118.05	2.94
Нагр	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	237.56	4.36
Нагр	39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	120.92	3.47
Ген	40	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16	7.31
Ген	41	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16	8.46
Ген	42	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16	8.76
База	43	РЦ ВН	220	236.51	3.62
Нагр	44	РЦ СН	110	119.41	2.94
Нагр	45	Князе-Волк. ВН	220	236.56	4.08
Нагр	46	Водозабор ВН	110	120.56	3.28
Нагр	47	Плем ВН	110	120.73	3.4
Нагр	48	Плем СН	35	37.47	-2.44

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 10

Нагр	49	Федеровска ВН	35	37.27	-2.47
Нагр	50	Березовка ВН	110	119.95	3.11
Нагр	51	СМР ВН	110	119.74	3.02
Нагр	52	КАФ ВН	110	119.61	2.97
Нагр	53	ГВФ ВН	110	120.05	3.12
Нагр	54	Центральная ВН	110	119.23	4.53
Нагр	55	Городская ВН	110	119.25	4.76
Нагр	56	Левобережная	220	236.38	3.19
Нагр	57	Волочаевка/т	220	236.24	3.5

Таблица 11 – Расчетные значения токов при аварийном отключении ВЛ 110 кВ АК-Горка

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7	8
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	342	342	ВН	390	87.7
1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	342	342	ВН	390	87.7
6	7	МЖК ВН - АК ВН	305	306	ВН	390	78.4
6	7	МЖК ВН - АК ВН	305	306	ВН	390	78.4
9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	68	68	ВН	390	17.4
9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	68	68	ВН	390	17.4
7	16	АК ВН - Горка ВН			ВН	390	
7	16	АК ВН - Горка ВН	358	358	ВН	390	91.8
22	24	Горка СН 2 - Краснореченская ВН	194	194	ВН	390	49.7
24	25	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	54	54	ВН	390	13.9
24	26	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	33	33	ВН	390	8.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
30	27	Корф СН 1 - Карьер ВН	67	67	ВН	390	17.1
34	26	Корф СН 2 - Бычиха ВН	36	37	ВН	390	9.5
16	28	Горка ВН - Корф ВН	86	83	ВН	390	22
16	28	Горка ВН - Корф ВН	86	83	ВН	390	22
37	28	Хехцир СН - Корф ВН	197	197	ВН	390	50.4
38	36	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	35	63	ВН	825	7.7
38	45	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	56	62	ВН	1,535.00	4.1
45	36	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	37	59	ВН	1,535.00	3.8
39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	84	84	ВН	450	18.7
39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	84	84	ВН	450	18.7
47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	38	39	ВН	450	8.6
47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	38	39	ВН	450	8.6
48	49	Плем СН - Федеровска ВН	47	47	ВН	330	14.3
48	49	Плем СН - Федеровска ВН	47	47	ВН	330	14.3
39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	311	311	ВН	780	39.9
39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	311	311	ВН	780	39.9
50	51	Березовка ВН - СМР ВН	285	285	ВН	780	36.5
50	51	Березовка ВН - СМР ВН	285	285	ВН	780	36.5
51	52	СМР ВН - КАФ ВН	49	49	ВН	390	12.5
51	52	СМР ВН - КАФ ВН	49	49	ВН	390	12.5
39	53	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ГВФ ВН	235	236	ВН	450	52.3
53	44	ГВФ ВН - РЦ СН	140	140	ВН	450	31.2
44	51	РЦ СН - СМР ВН	90	89	ВН	450	20

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
44	51	РЦ СН - СМР ВН	90	89	ВН	450	20
44	54	РЦ СН - Центральная ВН	140	143	ВН	390	36.7
44	54	РЦ СН - Центральная ВН	140	143	ВН	390	36.7
54	55	Центральная ВН - Городская ВН	175	175	ВН	910	19.3
54	55	Центральная ВН - Городская ВН	175	175	ВН	910	19.3
55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	244	244	ВН	910	26.8
55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	244	244	ВН	910	26.8
43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	339	338	ВН	825	41.1
43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	339	338	ВН	825	41.1
43	56	РЦ ВН - Левобережная	47	47	ВН	710	6.6
43	57	РЦ ВН - Волочаевка/т	41	44	ВН	710	6.2
13	18	АК СН 2 - Горка СН 1	9	9	ВН	390	2.3

Таблица 12 – Расчетные значения напряжения в узлах при аварийном отключении ВЛ 110 кВ АК-Горка

Тип	Номер	Название	U_ном	V	Delta
1	2	3	4	5	6
Нагр	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119.74	5.18
Ген	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6	6.3	8.13
Ген	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10	10.5	8.86
Ген	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10	10.5	8.91
Ген	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10	10.5	9.4
Нагр	6	МЖК ВН	110	119.5	5.06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
Нагр	7	АК ВН	110	118.45	4.56
Нагр	8	АК Н.Т. 1	110	112.2	-1.23
Нагр	9	АК СН 1	35	37.54	-1.22
Нагр	10	АК НН 1	6	6.28	-4.19
Нагр	12	АК Н.Т. 2	110	112.2	-1.23
Нагр	13	АК СН 2	35	37.54	-1.22
Нагр	14	АК НН 2	6	6.28	-4.18
Нагр	15	СРЗ ВН	35	37.49	-1.28
Нагр	16	Горка ВН	110	118.09	4.28
Нагр	17	Горка Н.Т. 1	110	112.16	-1.29
Нагр	18	Горка СН 1	35	37.52	-1.28
Нагр	19	Горка НН 1	6	6.3	-3.93
Нагр	21	Горка Н.Т. 2	110	112.16	-1.3
Нагр	22	Горка СН 2	35	37.52	-1.28
Нагр	23	Горка НН 2	6	6.3	-3.94
Нагр	24	Краснореченская ВН	35	36.88	-2.09
Нагр	25	Кор. пос. ВН	35	36.66	-2.35
Нагр	26	Бычиха ВН	35	36.73	-2.41
Нагр	27	Карьер ВН	35	37.22	-2.75
Нагр	28	Корф ВН	110	118.34	3.54
Нагр	29	Корф Н.Т. 1	110	111.47	-2.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
Нагр	30	Корф СН 1	35	37.29	-2.68
Нагр	31	Корф НН 1	10	10.4	-5.64
Нагр	33	Корф Н.Т. 2	110	111.99	-1.89
Нагр	34	Корф СН 2	35	37.48	-1.88
Нагр	35	Корф НН 2	10	10.45	-4.8
Нагр	36	Хехцир ВН	220	234.57	4.13
Нагр	37	Хехцир СН	110	118.48	3.51
Нагр	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	237.59	4.37
Нагр	39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	120.99	3.36
Ген	40	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16	16	7.19
Ген	41	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16	16	8.47
Ген	42	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16	16	8.77
База	43	РЦ ВН	220	236.51	3.62
Нагр	44	РЦ СН	110	119.48	2.8
Нагр	45	Князе-Волк. ВН	220	236.7	4.14
Нагр	46	Водозабор ВН	110	120.63	3.17
Нагр	47	Плем ВН	110	120.8	3.28
Нагр	48	Плем СН	35	37.49	-2.55
Нагр	49	Федеровска ВН	35	37.29	-2.57
Нагр	50	Березовка ВН	110	120.02	2.98
Нагр	51	СМР ВН	110	119.81	2.89
Нагр	52	КАФ ВН	110	119.68	2.84
Нагр	53	ГВФ ВН	110	120.12	3
Нагр	54	Центральная ВН	110	119.24	4.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 12

Нагр	55	Городская ВН	110	119.26	4.42
Нагр	56	Левобережная	220	236.38	3.19
Нагр	57	Волочаевка/т	220	236.24	3.5

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3

Таблица 1 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном	G_ш	B_ш
1	2	3	4	5	6
зак	1	Хабаровская ТЭЦ-1	110		
у	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	6		
у	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	10		
у	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	10		
у	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	10		
зак	6	МЖК ВН	110		
зак	7	АК ВН	110		
зак	8	АК Н.Т. 1	110		
у	9	АК СН 1	35		
у	10	АК НН 1	6		
зак	12	АК Н.Т. 2	110		
у	13	АК СН 2	35		
у	14	АК НН 2	6		
у	15	СРЗ ВН	35		
зак	16	Горка ВН	110		
зак	17	Горка Н.Т. 1	110		
у	18	Горка СН 1	35		
у	19	Горка НН 1	6		
зак	21	Горка Н.Т. 2	110		
у	22	Горка СН 2	35		
у	23	Горка НН 2	6		
у	24	Краснореченская ВН	35		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
у	25	Кор. пос. ВН	35		
у	26	Бычиха ВН	35		
у	27	Карьер ВН	35		
зак	28	Корф ВН	110		
зак	29	Корф Н.Т. 1	110		
у	30	Корф СН 1	35		
у	31	Корф НН 1	10		
зак	33	Корф Н.Т. 2	110		
у	34	Корф СН 2	35		
у	35	Корф НН 2	10		
зак	36	Хехцир ВН	220		
зак	37	Хехцир СН	110		
зак	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220		
зак	39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110		
у	40	ТГ-1 ХТЭЦ-3	16		
у	41	ТГ-2 ХТЭЦ-3	16		
у	42	ТГ-3 ХТЭЦ-3	16		
зак	43	РЦ ВН	220		
зак	44	РЦ СН	110		
зак	45	Князе-Волк. ВН	220		
зак	46	Водозабор ВН	110		
зак	47	Плем ВН	110		
у	48	Плем СН	35		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
у	49	Федеровска ВН	35		
зак	50	Березовка ВН	110		
зак	51	СМР ВН	110		
зак	52	КАФ ВН	110		
зак	53	ГВФ ВН	110		
зак	54	Центральная ВН	110		
зак	55	Городская ВН	110		

Таблица 2 – Ветви/Несим/ИД

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	r0	x0	g0	b0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	1	6	Хабаровская ТЭЦ-1 - МЖК ВН	0.3	0.51		-3.2		0.9	1.53		-5.568
ЛЭП	6	7	МЖК ВН - АК ВН	1.41	2.42		-15.1		4.23	7.26		-26.274
ЛЭП	9	15	АК СН 1 - СРЗ ВН	0.27	0.46		-2.9		0.81	1.38		-5.046
ЛЭП	7	16	АК ВН - Горка ВН	0.55	0.94		-5.9		1.65	2.82		-10.266
ЛЭП	22	24	Горка СН 2 - Краснореченская ВН	1.27	2.11		-13.6		3.81	6.33		-23.664
ЛЭП	24	25	Краснореченская ВН - Кор. пос. ВН	1.54	2.57		-16.5		4.62	7.71		-28.71
ЛЭП	24	26	Краснореченская ВН - Бычиха ВН	2.39	3.97		-25.5		7.17	11.91		-44.37
ЛЭП	30	27	Корф СН 1 - Карьер ВН	0.35	0.58		-3.7		1.05	1.74		-6.438
ЛЭП	34	26	Корф СН 2 - Бычиха ВН	6.72	11.18		-71.8		20.16	33.54		-124.932
ЛЭП	16	28	Горка ВН - Корф ВН	5.34	9.15		-57		16.02	27.45		-99.18
ЛЭП	37	28	Хехцир СН - Корф ВН	0.22	0.38		-2.4		0.66	1.14		-4.176
ЛЭП	38	36	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хехцир ВН	6.64	37.17		-239		19.92	111.51		-415.86

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Приложение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	38	45	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Князе-Волк. ВН	2.25	12.51		-80.4		6.75	37.53		-139.896
ЛЭП	45	36	Князе-Волк. ВН - Хехцир ВН	4.52	25.24		-162.2		13.56	75.72		-282.228
ЛЭП	39	47	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Плем ВН	0.72	1.53		-9.9		2.16	4.59		-17.226
ЛЭП	47	46	Плем ВН - Водозабор ВН	1.9	4.03		-25.9		5.7	12.09		-45.066
ЛЭП	48	49	Плем СН - Федеровска ВН	1.45	2		-12.4		4.35	6		-21.576
ЛЭП	39	50	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - Березовка ВН	1.07	2.06		-13.1		3.21	6.18		-22.794
ЛЭП	50	51	Березовка ВН - СМР ВН	0.24	0.52		-3.3		0.72	1.56		-5.742
ЛЭП	51	52	СМР ВН - КАФ ВН	1.02	1.73		-10.9		3.06	5.19		-18.966
ЛЭП	39	53	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ГВФ ВН	1.21	2.56		-16.5		3.63	7.68		-28.71
ЛЭП	53	44	ГВФ ВН - РЦ СН	1.34	2.84		-18.2		4.02	8.52		-31.668
ЛЭП	44	51	РЦ СН - СМР ВН	1.05	2.23		-14.3		3.15	6.69		-24.882
ЛЭП	44	54	РЦ СН - Центральная ВН	6.03	10.33		-64.4		18.09	30.99		-112.056
ЛЭП	54	55	Центральная ВН - Городская ВН	0.66	1.31		-8.4		1.98	3.93		-14.616
ЛЭП	55	1	Городская ВН - Хабаровская ТЭЦ-1	1.99	3.42		-21.3		5.97	10.26		-37.062
ЛЭП	43	38	РЦ ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	0.98	5.5		-35.4		2.94	16.5		-61.596
Тр-р	1	2	Хабаровская ТЭЦ-1 - ТГ-1 ХТЭЦ-1	0.71	19.2	4.8	32.4	0.052	0.709	19.203	4.781	32.434
Тр-р	1	5	Хабаровская ТЭЦ-1 - ТГ-4 ХТЭЦ-1	0.37	12.29	8.2	46.2	0.087	0.375	12.293	8.196	46.236
Тр-р	1	4	Хабаровская ТЭЦ-1 - ТГ-3 ХТЭЦ-1	0.37	12.29	8.2	46.2	0.087	0.375	12.293	8.196	46.236
Тр-р	1	3	Хабаровская ТЭЦ-1 - ТГ-2 ХТЭЦ-1	0.37	12.29	8.2	46.2	0.087	0.375	12.293	8.196	46.236
Тр-р	7	8	АК ВН - АК Н.Т. 1	1.48	56.85	3.2	16.7	1	1.481	56.848	3.176	16.714
Тр-р	8	9	АК Н.Т. 1 - АК СН 1	1.48				0.335	1.481			
Тр-р	8	10	АК Н.Т. 1 - АК НН 1	1.48	33.03			0.057	1.481	33.029		
Тр-р	7	12	АК ВН - АК Н.Т. 2	1.48	56.85	3.2	16.7	1	1.481	56.848	3.176	16.714
Тр-р	12	13	АК Н.Т. 2 - АК СН 2	1.48				0.335	1.481			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Тр-р	12	14	АК Н.Т. 2 - АК НН 2	1.48	33.03			0.057	1.481	33.029		
Тр-р	16	17	Горка ВН - Горка Н.Т. 1	1.48	56.85	3.2	16.7	1	1.481	56.848	3.176	16.714
Тр-р	17	18	Горка Н.Т. 1 - Горка СН 1	1.48				0.335	1.481			
Тр-р	17	19	Горка Н.Т. 1 - Горка НН 1	1.48	33.03			0.057	1.481	33.029		
Тр-р	16	21	Горка ВН - Горка Н.Т. 2	1.48	56.85	3.2	16.7	1	1.481	56.848	3.176	16.714
Тр-р	21	22	Горка Н.Т. 2 - Горка СН 2	1.48				0.335	1.481			
Тр-р	21	23	Горка Н.Т. 2 - Горка НН 2	1.48	33.03			0.057	1.481	33.029		
Тр-р	28	29	Корф ВН - Корф Н.Т. 1	2.58	88.82	1.7	12	1	2.583	88.818	1.739	11.973
Тр-р	29	30	Корф Н.Т. 1 - Корф СН 1	2.58				0.335	2.583			
Тр-р	29	31	Корф Н.Т. 1 - Корф НН 1	2.58	51.6			0.096	2.583	51.596		
Тр-р	28	33	Корф ВН - Корф Н.Т. 2	2.58	88.82	1.7	12	1	2.583	88.818	1.739	11.973
Тр-р	33	34	Корф Н.Т. 2 - Корф СН 2	2.58				0.335	2.583			
Тр-р	33	35	Корф Н.Т. 2 - Корф НН 2	2.58	51.6			0.096	2.583	51.596		
Тр-р	36	37	Хехцир ВН - Хехцир СН	0.98	46.61	1.6	11.7	0.526	0.982	46.607	1.607	11.705
Тр-р	38	39	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - Хабаровская ТЭЦ-3 СН	0.57	29.12	2.4	18.8	0.526	0.569	29.125	2.363	18.755
Тр-р	39	40	Хабаровская ТЭЦ-3 СН - ТГ-1 ХТЭЦ-3	0.19	6.15	13.7	84.3	0.13	0.185	6.146	13.66	84.277
Тр-р	38	41	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - ТГ-2 ХТЭЦ-3	0.61	25.76	4.1	18.8	0.065	0.609	25.761	4.098	18.768
Тр-р	38	42	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН - ТГ-3 ХТЭЦ-3	0.61	25.76	4.1	18.8	0.065	0.609	25.761	4.098	18.768
Тр-р	43	44	РЦ ВН - РЦ СН	0.98	46.61	1.6	11.7	0.526	0.982	46.607	1.607	11.705
Тр-р	47	48	Плем ВН - Плем СН	5.17	88.82	1.7	12	0.335	5.166	88.818	1.739	11.973

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица 3 – Генератор/Несим

s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	1	в.ген.у. ТГ-1 ХТЭЦ-1	2		0.126		0.154		0.139	6.3
1	2	в.ген.у. ТГ-2 ХТЭЦ-1	3		0.21		0.256		0.231	10.5
1	3	в.ген.у. ТГ-3 ХТЭЦ-1	4		0.21		0.256		0.231	10.5
1	4	в.ген.у. ТГ-4 ХТЭЦ-1	5		0.21		0.256		0.231	10.5
1	5	в.ген.у. ТГ-1 ХТЭЦ-3	40		0.32		0.39		0.352	16
1	6	в.ген.у. ТГ-2 ХТЭЦ-3	41		0.32		0.39		0.352	16
1	7	в.ген.у. ТГ-3 ХТЭЦ-3	42		0.32		0.39		0.352	16

Таблица 4 – Состав/Несим/1ф

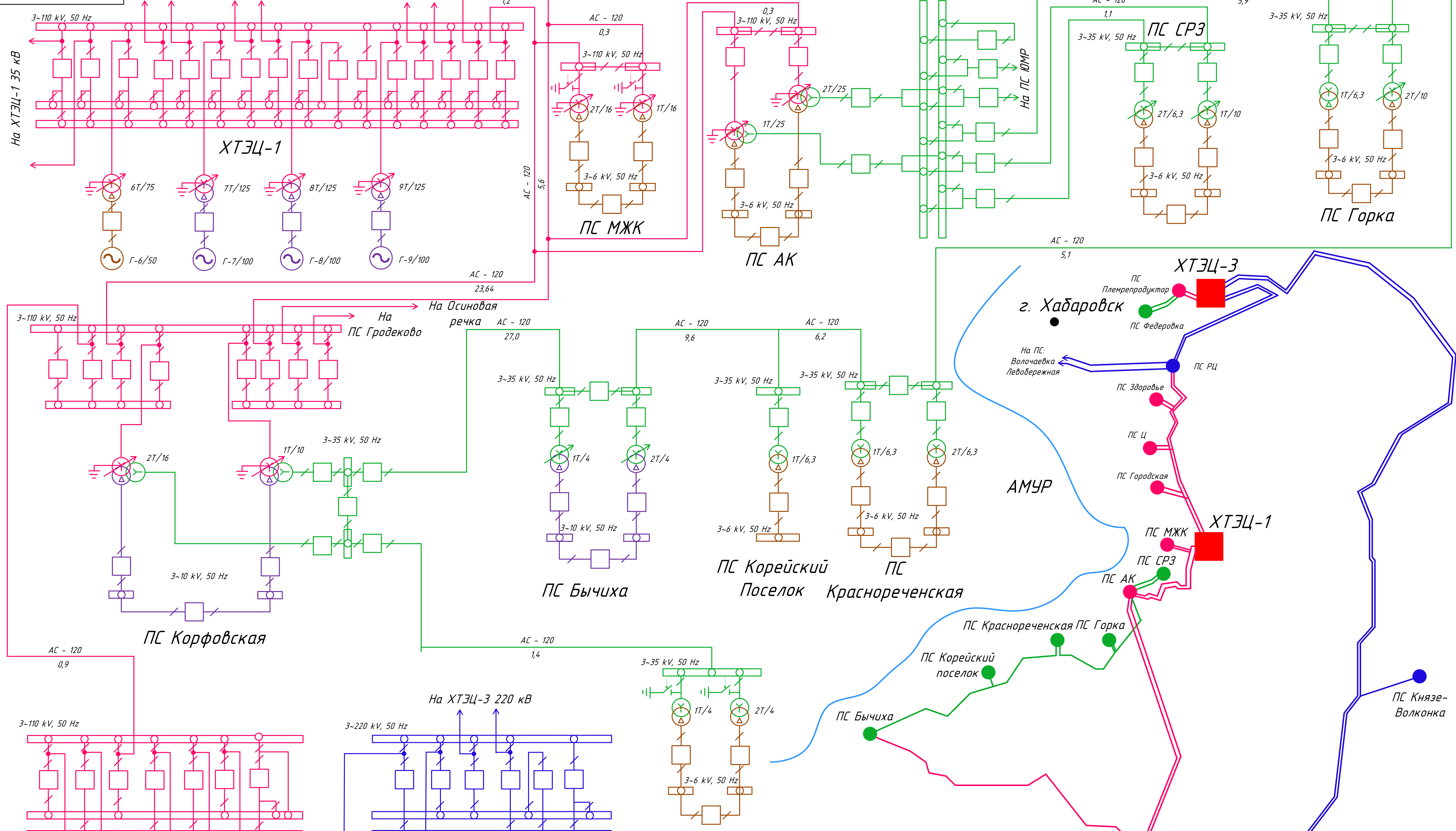
№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0
1	1	1ф	16	3.4401	-78.79			3.4401	-78.79			3.4401	-78.79	

Таблица 5 – Состав/Несим/2ф

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0
1	1	2ф	16	3.7601	-78.79			3.7601	-78.79			0		

Таблица 6 – Состав/Несим/3ф

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0
1	1	3ф	16	7.17	-78.38			0				0		



Условные обозначения:

- ● напряжение 220 кВ;
- ● напряжение 110 кВ;
- ● напряжение 35 кВ;
- ● напряжение 10 кВ;
- ● напряжение 6 кВ;
- — ВЛ 220 кВ;
- — ВЛ 110 кВ;
- — ВЛ 35 кВ;

				ВКР.14.4086.13.03.02.СХ.				
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Однолинейная схема и карта-схема электрической сети	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Щеголева Е.И.					д		
Пробер	Казаква А.А.					Лист 1		Листов 7
Т. контр								
Рецензент					Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка	АМГУ		
И. контр	Козлов А.И.					Кафедра энергетики		
Утвержд	Савина Н.В.							

Схема потокораспределения нормального режима

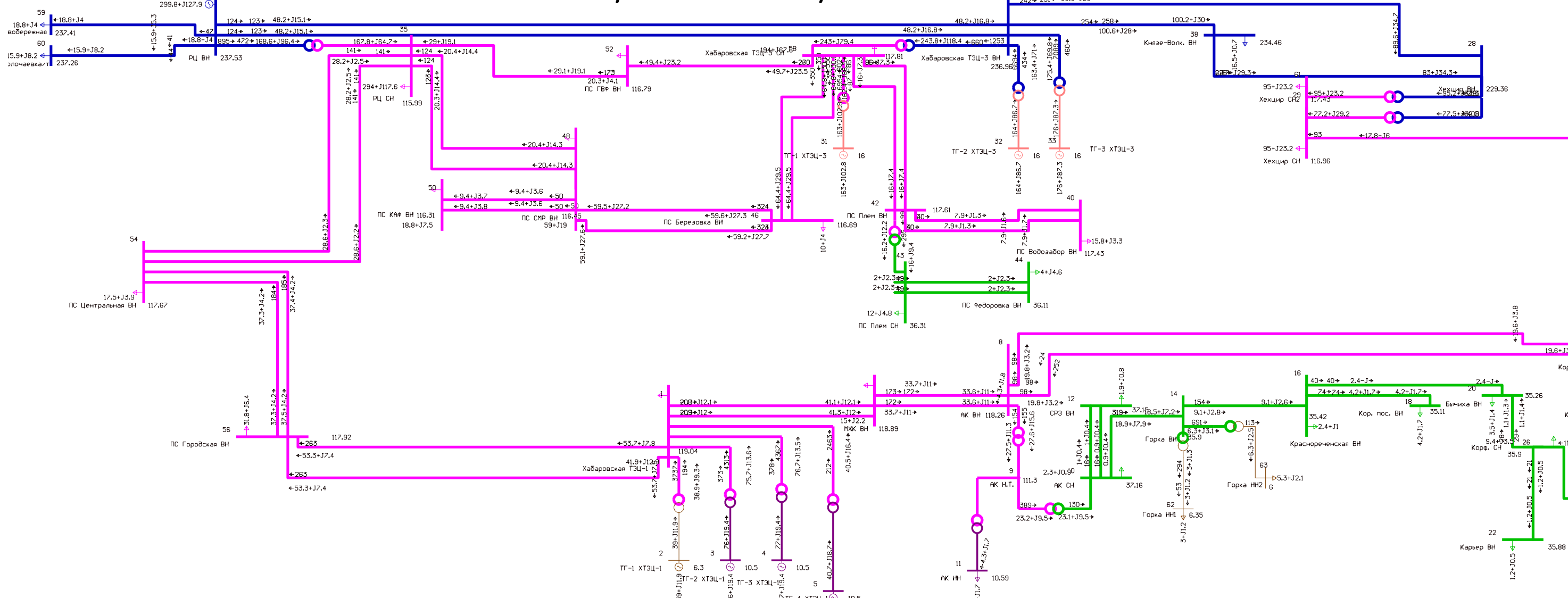
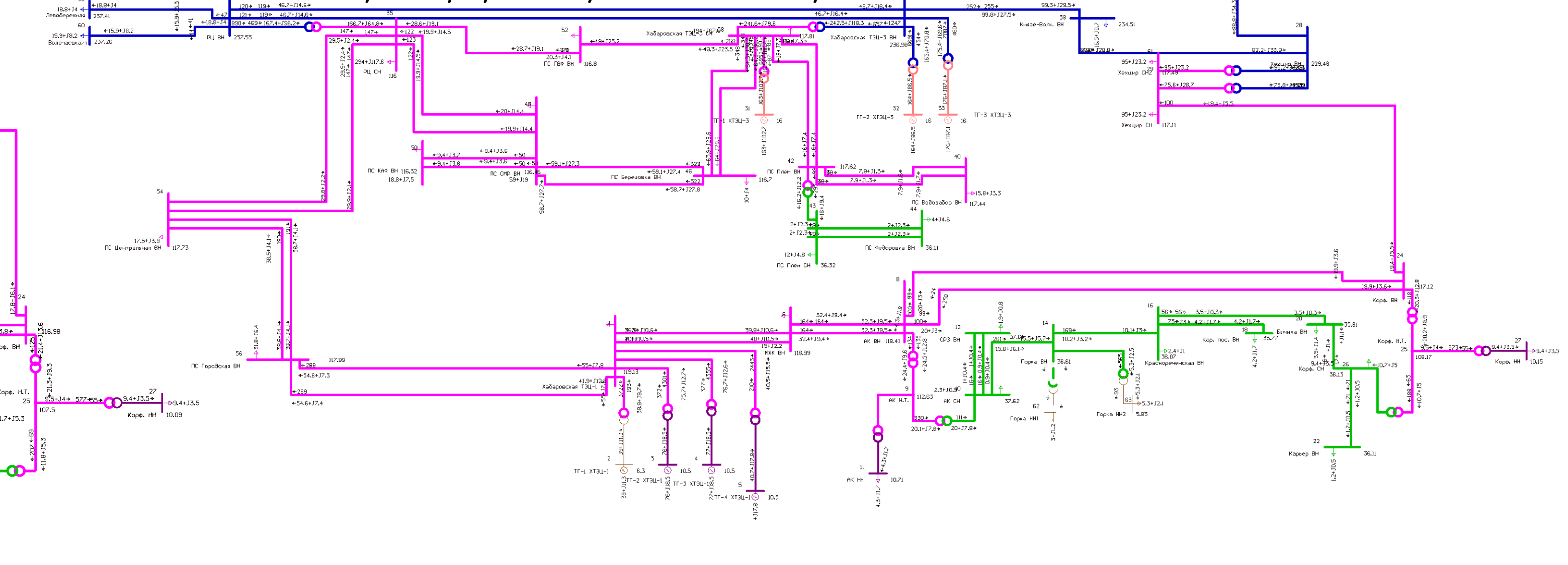


Схема потокораспределения послеаварийного режима - отключение одного из трансформаторов на ПС Горка



Отклонение напряжения при нормальном режиме

№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %	№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	110	119,04	8,22	Березовка ВН	110	116,69	6,09
6	МЖК ВН	110	110	118,89	8,08	СМР ВН	110	116,45	5,86
8	АК ВН	110	110	118,26	7,51	КАФ ВН	110	116,31	5,74
10	АК СН	35	35	37,16	6,16	ГВФ ВН	110	116,79	6,17
11	АК НН	10	10	10,59	5,87	Центральная ВН	110	117,67	6,97
12	СРЗ ВН	35	35	37,15	6,12	Гордская ВН	110	117,92	7,20
24	Корфовская ВН	110	110	116,98	6,34	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	117,81	7,10
29	Хехицир СН-1	110	110	116,96	6,33	Ледовержная	220	237,41	7,91
61	Хехицир СН-2	110	110	117,43	6,75	Вологодка/т	220	237,26	7,85
30	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	220	236,96	7,71	Горка НН-1	6	6,35	5,80
34	РЦ ВН	220	220	237,53	7,97	Горка НН-2	6	6,0	0
35	РЦ СН	110	110	115,99	5,44	ТГ-1 ХТЭЦ-1	16	16	0
38	Князе-Волжанская ВН	220	220	234,46	6,57	ТГ-2 ХТЭЦ-1	16	16	0
40	Водозабор ВН	110	110	117,43	6,76	ТГ-3 ХТЭЦ-1	16	16	0
42	Племрепродуктор ВН	110	110	117,61	6,92	ТГ-4 ХТЭЦ-1	16	16	0

Условные обозначения:

- напряжение 220 кВ;
- напряжение 110 кВ;
- напряжение 35 кВ;
- напряжение 10 кВ;
- напряжение 6 кВ;
- ВЛ 220 кВ;
- ВЛ 110 кВ;
- ВЛ 35 кВ;

Схема потокораспределения аварийного режима - отключение ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская

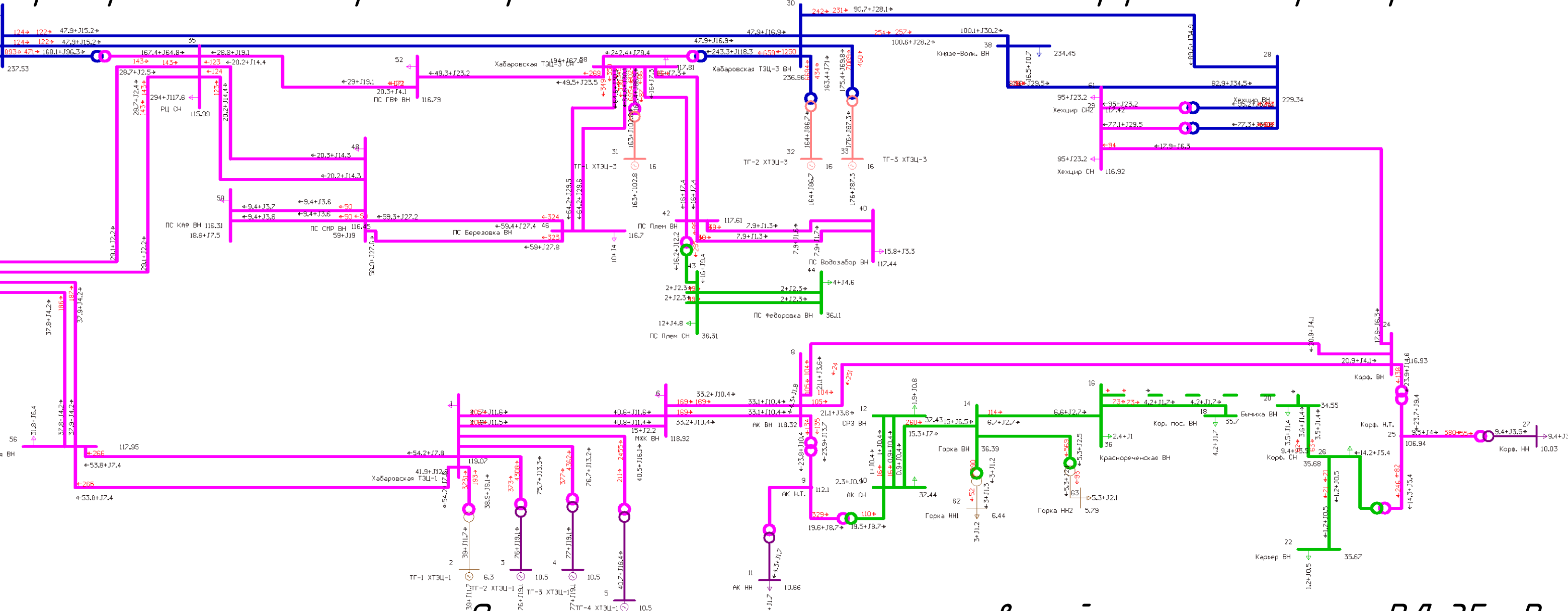
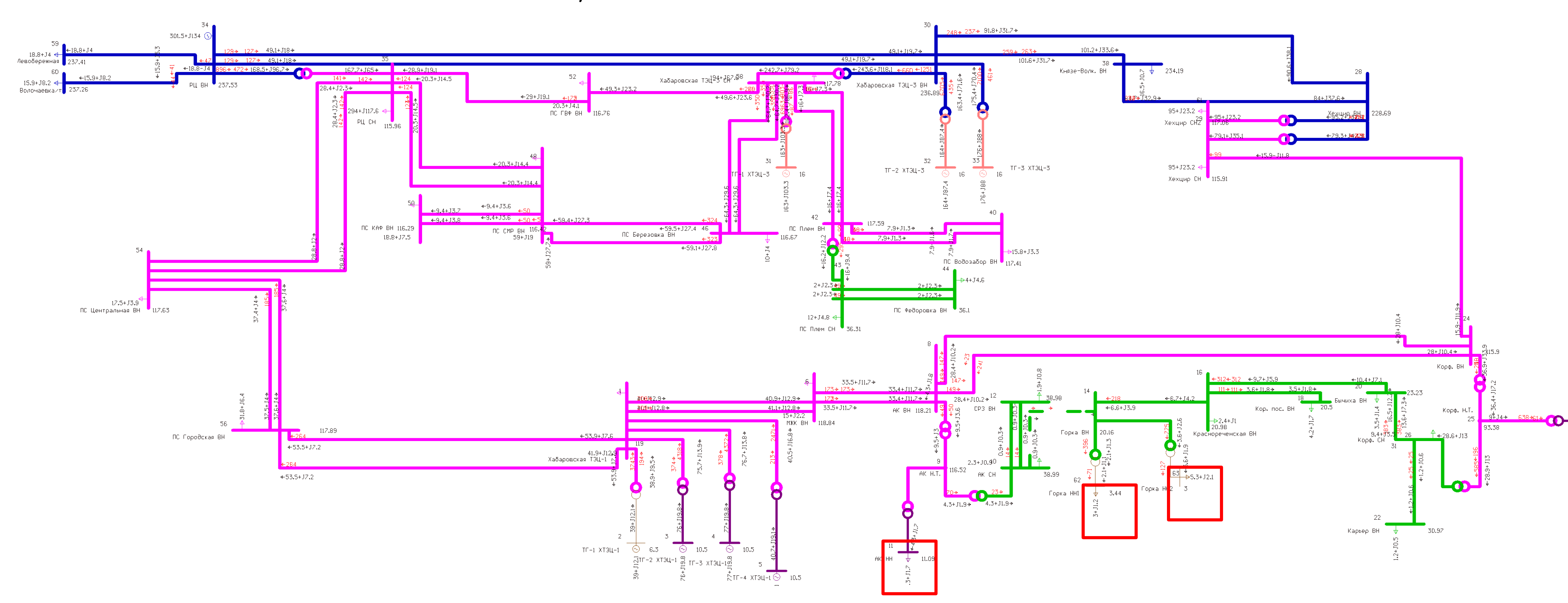


Схема потокораспределения послеаварийного режима - отключение ВЛ 35 кВ АК-Горка

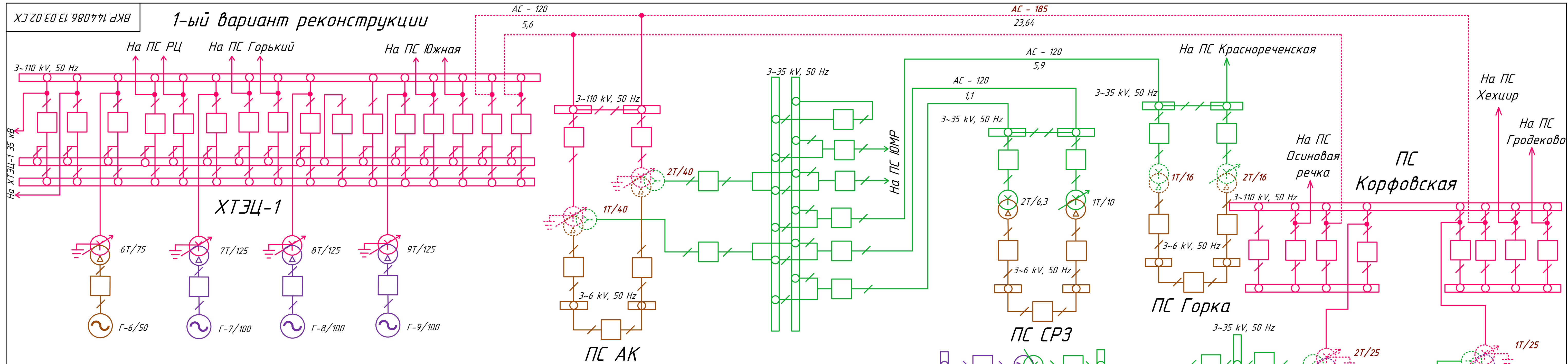


Отклонение напряжения при аварийном отключении ВЛ 35 кВ Корфовская-Краснореченская

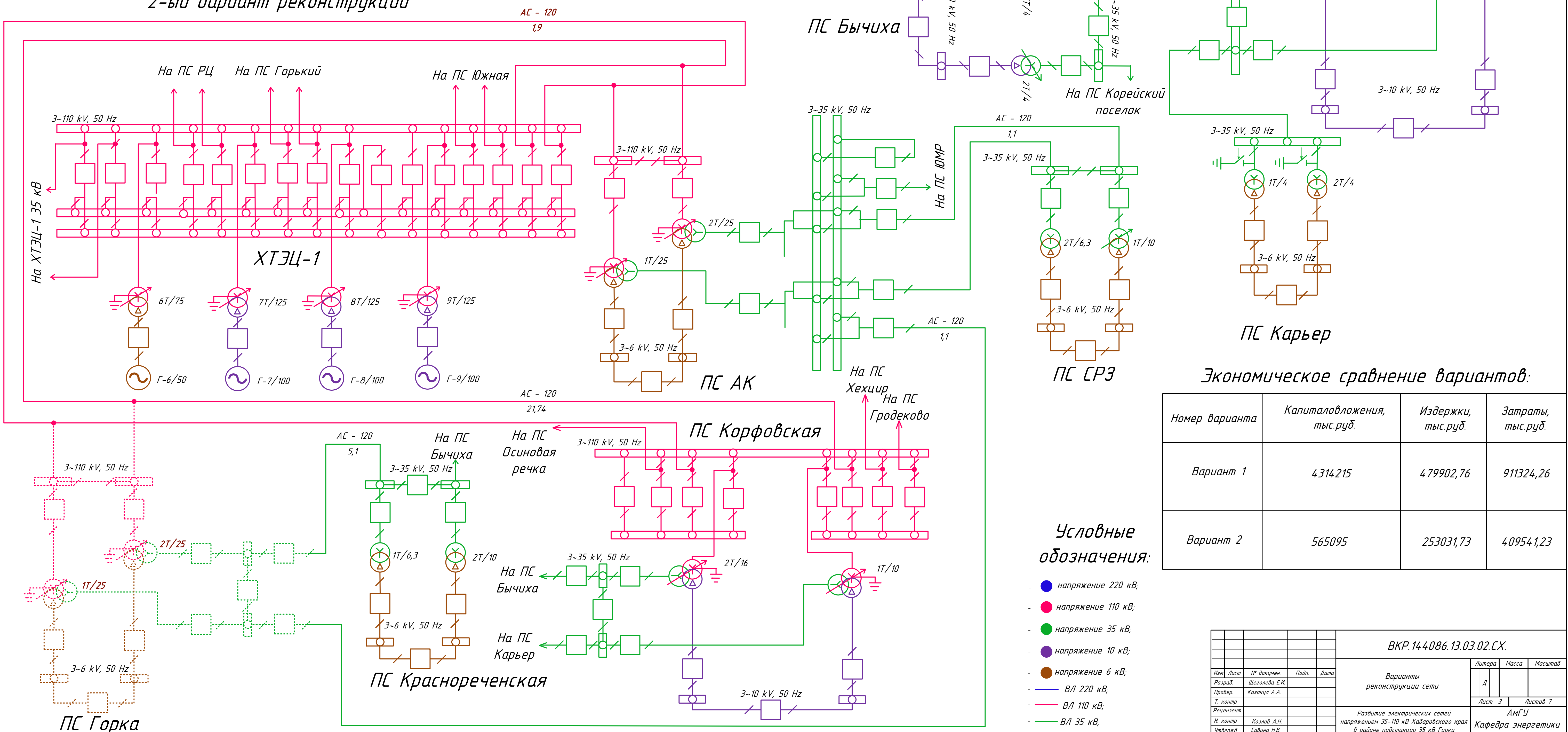
№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %	№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	110	119,07	8,25	Березовка ВН	110	116,70	6,09
6	МЖК ВН	110	110	118,92	8,11	СМР ВН	110	116,45	5,86
8	АК ВН	110	110	118,32	7,56	КАФ ВН	110	116,31	5,74
10	АК СН	35	35	37,44	6,98	ГВФ ВН	110	116,79	6,17
11	АК НН	10	10	10,66	6,64	Центральная ВН	110	117,69	6,99
12	СРЗ ВН	35	35	37,43	6,95	Гордская ВН	110	117,95	7,23
24	Корфовская ВН	110	110	116,93	6,30	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	117,81	7,10
29	Хехицир СН-1	110	110	116,92	6,29	Ледовержная	220	237,41	7,91
61	Хехицир СН-2	110	110	117,42	6,74	Вологодка/т	220	237,26	7,85
30	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	220	236,96	7,71	Горка НН-1	6	6,44	7,30
34	РЦ ВН	220	220	237,53	7,97	Горка НН-2	6	5,79	3,5
35	РЦ СН	110	110	115,99	5,44	ТГ-1 ХТЭЦ-1	16	16	0
38	Князе-Волжанская ВН	220	220	234,45	6,57	ТГ-2 ХТЭЦ-1	16	16	0
40	Водозабор ВН	110	110	117,44	6,76	ТГ-3 ХТЭЦ-1	16	16	0
42	Племрепродуктор ВН	110	110	117,61	6,92	ТГ-4 ХТЭЦ-1	16	16	0

Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Результаты расчетов электрических режимов существующей сети	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Щеголева Е.И.					Д		
Пробер	Казакул А.А.					Лист 2		Листов 7
Т. контр								
Рецензент	Козлов А.И.				Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка	АМГУ		
И. контр	Савина И.В.					Кафедра энергетики		
Итв.пр.								

1-ый вариант реконструкции



2-ый вариант реконструкции



Экономическое сравнение вариантов:

Номер варианта	Капиталовложения, тыс.руб.	Издержки, тыс.руб.	Затраты, тыс.руб.
Вариант 1	4314215	479902,76	911324,26
Вариант 2	565095	253031,73	409541,23

Условные обозначения:

- напряжение 220 кВ;
- напряжение 110 кВ;
- напряжение 35 кВ;
- напряжение 10 кВ;
- напряжение 6 кВ;
- ВЛ 220 кВ;
- ВЛ 110 кВ;
- ВЛ 35 кВ;

				ВКР.14.086.13.03.02.СХ		
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Варианты реконструкции сети	
Разраб	Щеголева Е.И.	Провер	Казакул А.А.			
Т. контр					Лист 3 Листов 7	
Рецензент					АМГУ	
И. контр	Козлов А.И.	Итвржд	Савина Н.В.		Кафедра энергетики	

Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка

Схема потокораспределения нормального режима

режима

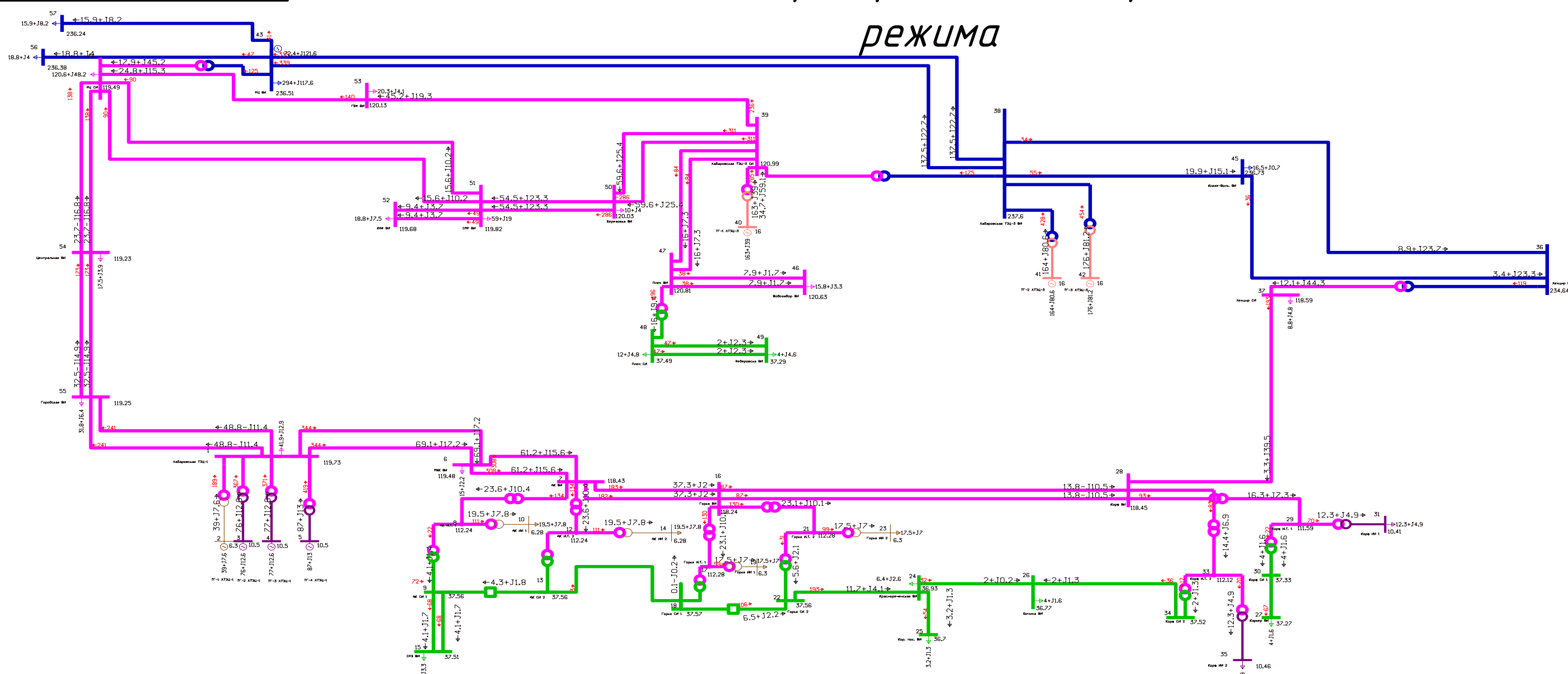


Схема потокораспределения послеаварийного режима - отключение одного из трансформаторов на ПС Горка

режима - отключение одного из трансформаторов на ПС Горка

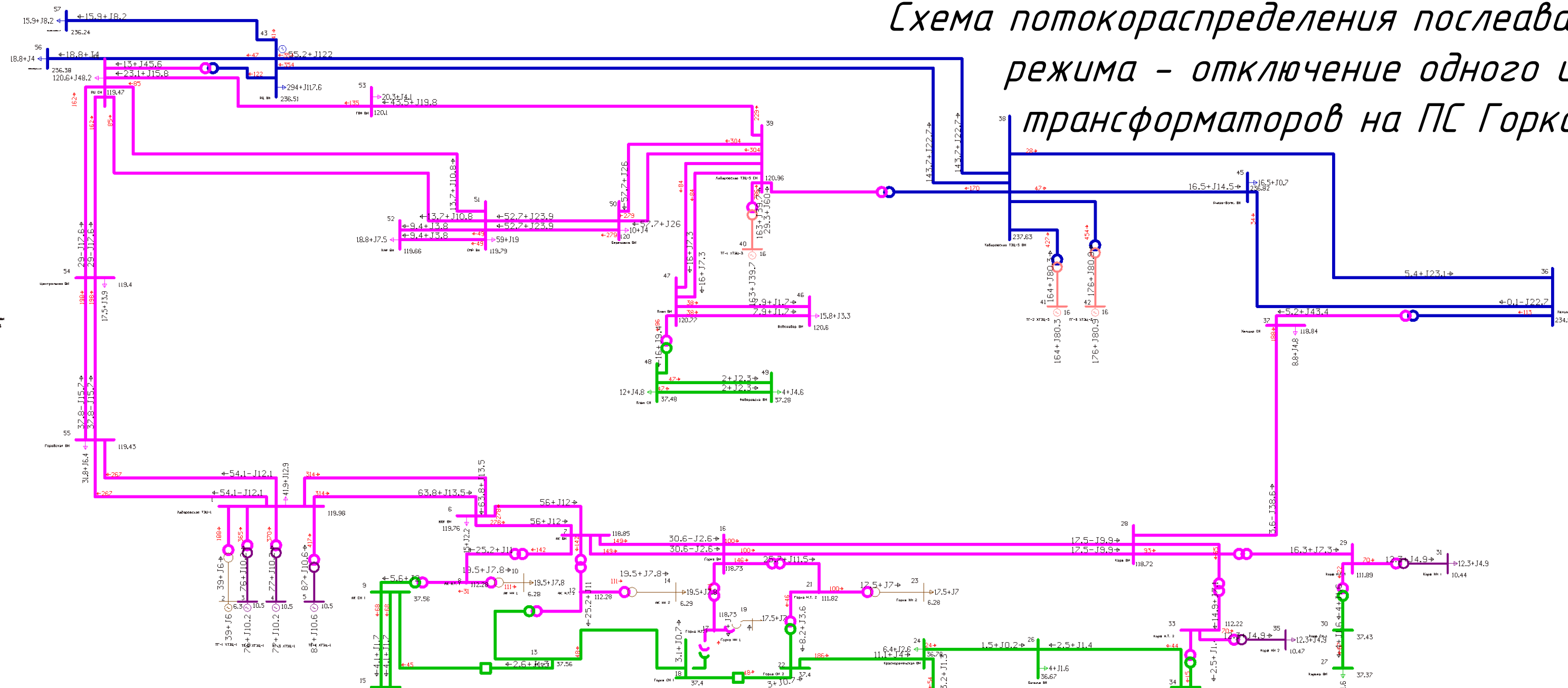
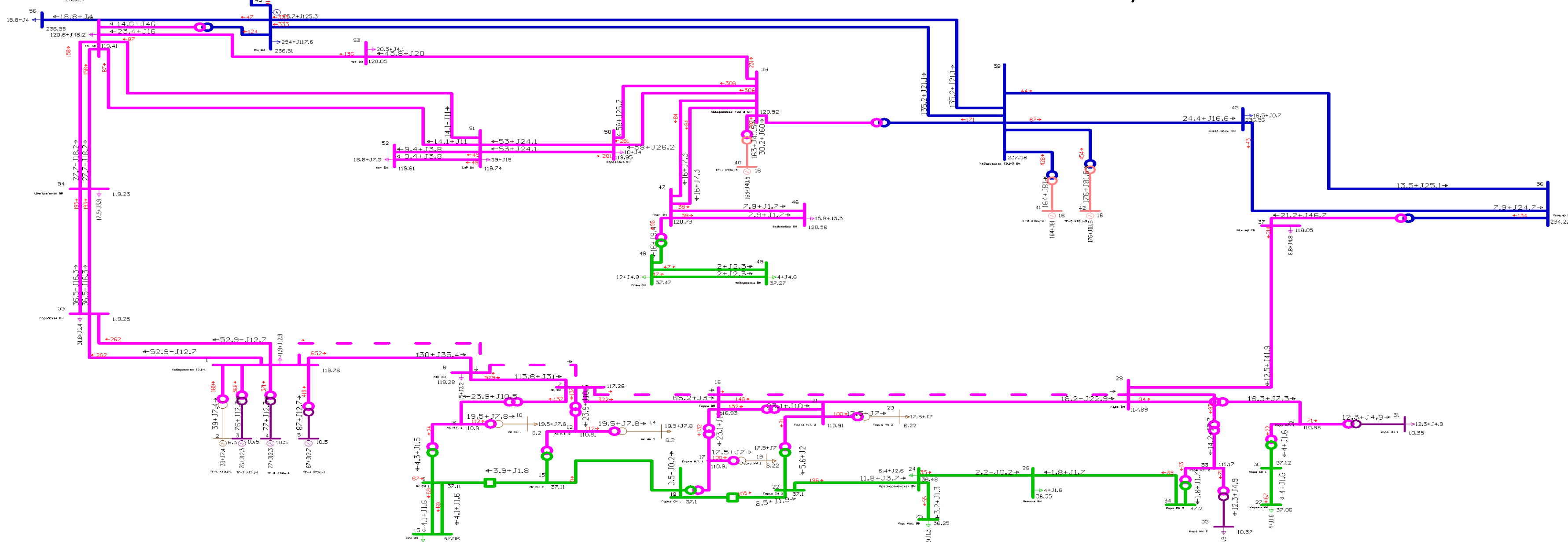


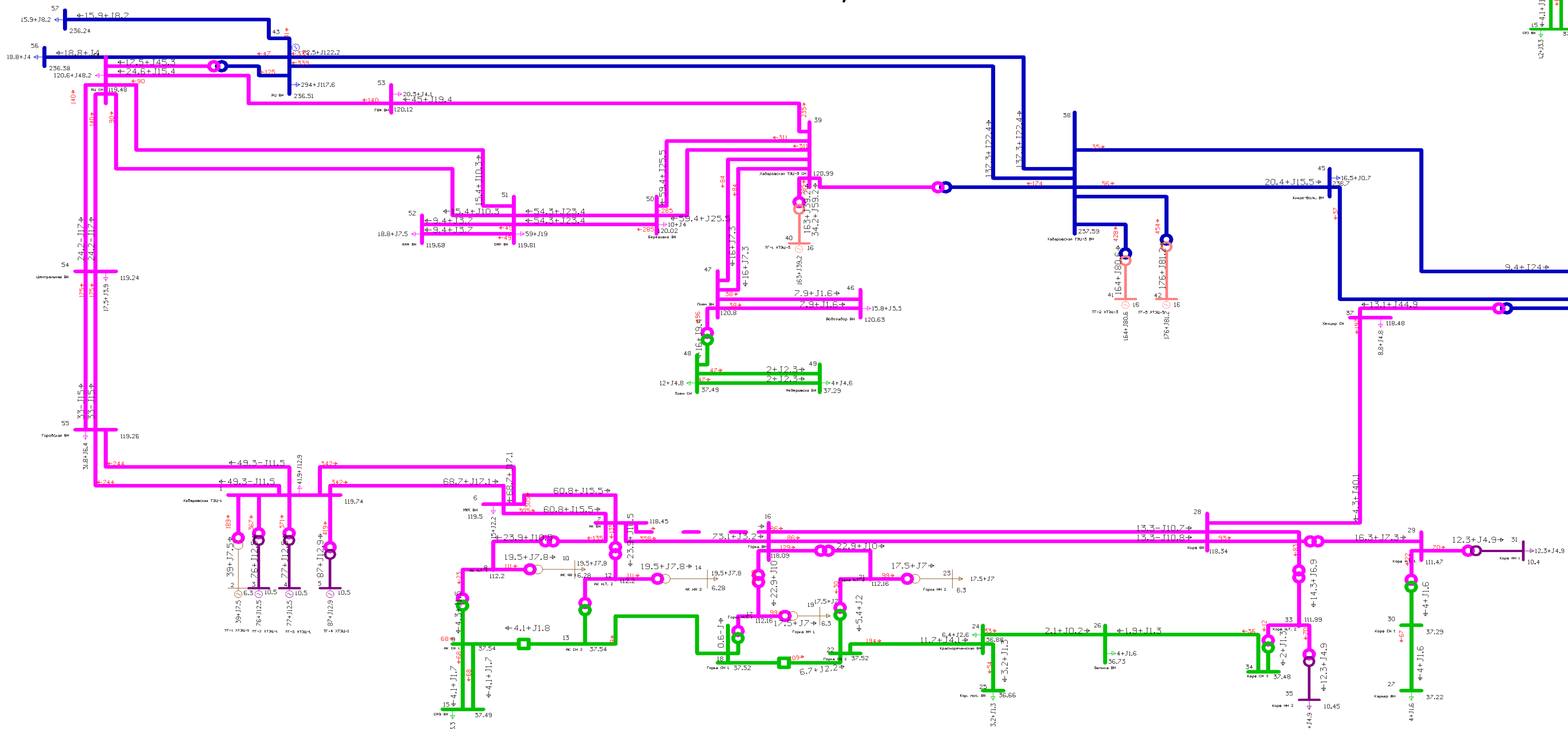
Схема потокораспределения послеаварийного режима - отключение ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1-Корфовская с отпайками на ПС МЖК, ПС АК, ПС Горка



Отклонение напряжения при нормальном режиме

№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %	№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %
1	Хабаровская ТЭЦ-1	220	118,24	7,49	48	Племерпродуктор СН	35	37,01	5,75
6	МЖК ВН	110	117,91	7,19	49	Федаровка ВН	35	36,81	5,17
7	АК ВН	110	116,45	5,86	50	Березовка ВН	110	118,21	7,46
13	АК СН-2	35	37,33	6,67	51	СМР ВН	110	117,88	7,17
14	АК НН-2	6	6,33	5,48	52	КАФ ВН	110	117,75	7,04
16	Горка ВН	110	116,11	5,55	53	ГВФ ВН	110	118,28	7,53
18	Горка СН-1	35	37,40	6,86	54	Центральная ВН	110	117,45	6,77
19	Горка НН-1	6	6,34	5,65	55	Городская ВН	110	117,56	6,87
38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	236,57	7,53	56	Хехиур СН-2	110	116,69	6,09
39	Хабаровская ТЭЦ-3 СН	110	119,69	8,81	57	Левобережная	220	236,38	7,44
43	РЦ ВН	220	236,51	7,50	58	Волочавка	220	236,24	7,38
44	РЦ СН	110	117,06	6,42	2	ТГ-1 ХТЭЦ-1	16	16	0
45	Князе-Волжанская ВН	220	233,76	6,26	3	ТГ-2 ХТЭЦ-1	16	16	0
46	Водозабор ВН	110	119,32	8,47	4	ТГ-3 ХТЭЦ-1	16	16	0
47	Племерпродуктор ВН	110	119,50	8,63	5	ТГ-4 ХТЭЦ-1	16	16	0

Схема потокораспределения послеаварийного режима - отключение ВЛ 110 кВ АК-Горка



Отклонение напряжения при аварийном отключении ВЛ 110 кВ АК-Горка

№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %	№ узла	Название узла	Ином, кВ	Урасч, кВ	Отклонение напряжения, %
1	Хабаровская ТЭЦ-1	110	119,74	8,86	37	Хехиур СН	110	118,48	7,71
6	МЖК ВН	110	119,50	8,63	38	Хабаровская ТЭЦ-3 ВН	220	237,59	8,00
7	АК ВН	110	118,45	7,68	39	Хабаровская ТЭЦ-3-СН	110	120,99	9,99
9	АК СН-1	35	37,54	7,27	43	РЦ ВН	220	236,51	7,50
13	АК СН-2	35	37,54	7,27	44	РЦ СН	110	119,48	8,62
15	СРЗ ВН	35	37,49	7,13	45	Князе-Волжан ВН	220	236,70	7,59
16	Горка ВН	110	118,09	7,35	46	Водозабор ВН	110	120,63	9,66
18	Горка СН-1	35	37,52	7,21	47	Племерпродуктор ВН	110	120,80	9,82
22	Горка СН-2	35	37,52	7,21	48	Племерпродуктор СН	35	37,49	7,12
24	Краснояреченская ВН	35	36,88	5,38	49	Федаровка ВН	35	37,29	6,55
27	Карьер ВН	35	37,22	6,36	50	Березовка ВН	110	120,02	9,11
28	Корфовская ВН	110	118,34	7,58	51	СМР ВН	110	119,81	8,92
30	Корфовская СН-1	35	37,29	6,53	52	КАФ ВН	110	119,68	8,80
34	Корфовская СН-2	35	37,48	7,08	53	ГВФ ВН	110	120,12	9,20
36	Хехиур ВН	220	234,57	6,62	54	Центральная ВН	110	119,24	8,40

Условные обозначения:

- напряжение 220 кВ,
- напряжение 110 кВ,
- напряжение 35 кВ,
- напряжение 10 кВ,
- напряжение 6 кВ,
- ВЛ 220 кВ,
- ВЛ 110 кВ,
- ВЛ 35 кВ,

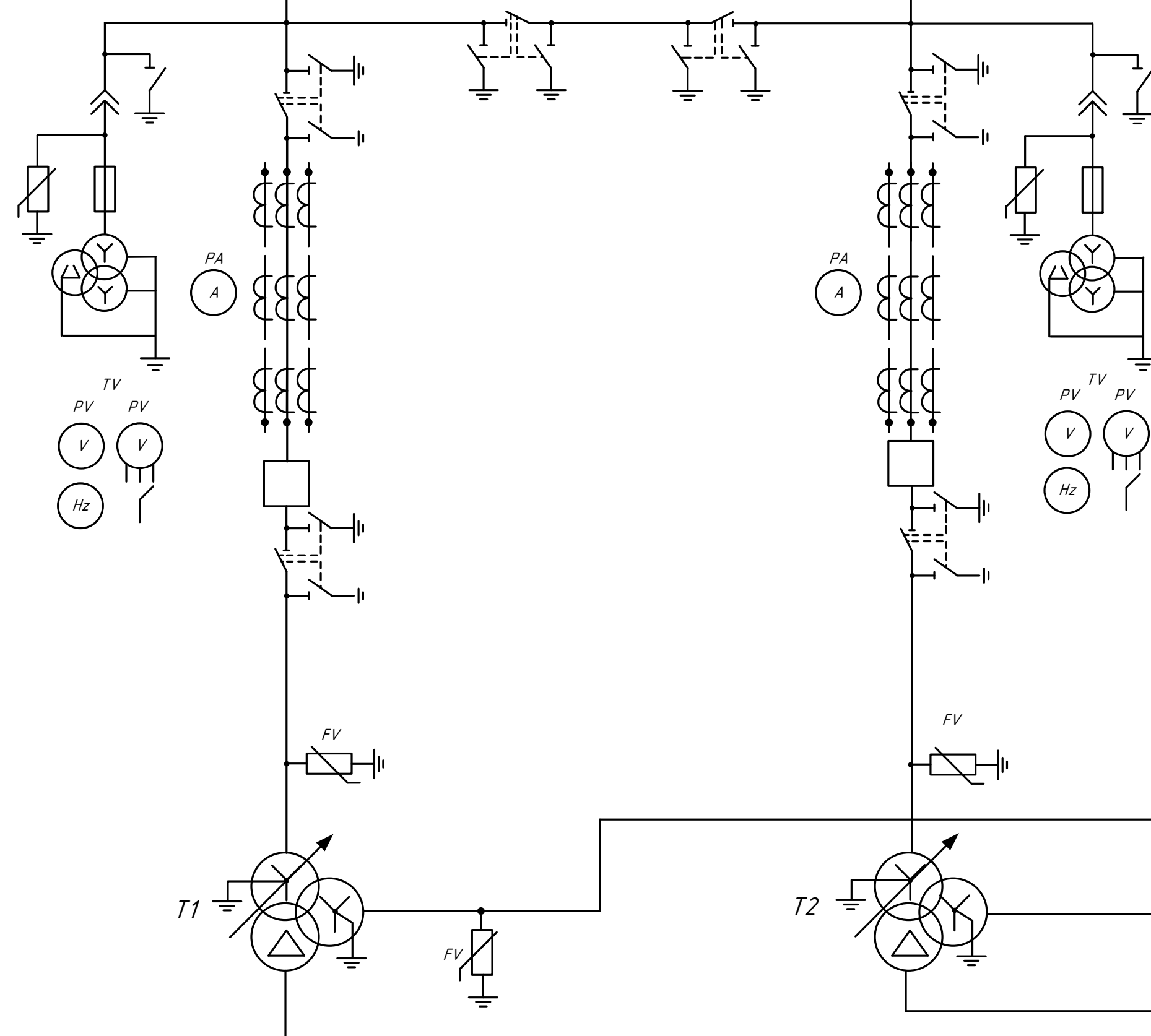
ВКР.14.086.13.03.02.СХ								
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Результаты расчетов электрических режимов реконструируемой сети	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Щеголева Е.И.					Д		
Пробер	Казакул А.А.					Лист 4		Листов 7
Т. контр								
Рецензент					Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка	АМГУ		
И. контр	Козлов А.И.					Кафедра энергетики		
Итвержд	Савина Н.В.							

Провод АС-120/19
Высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,5У1
Разъединитель РНДЗ-110-1000/ХЛ
Разъединитель РНДЗ-110-1000/ХЛ
Разъединитель РДЗ-110
Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1
Трансформатор тока ТГФ-110У1
Выключатель ВЗБ-110-УХЛ1
Разъединитель РНДЗ-110-1000/ХЛ
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110 УХЛ1
Трансформатор ТДНТ-25000/110

На ПС Корфовская

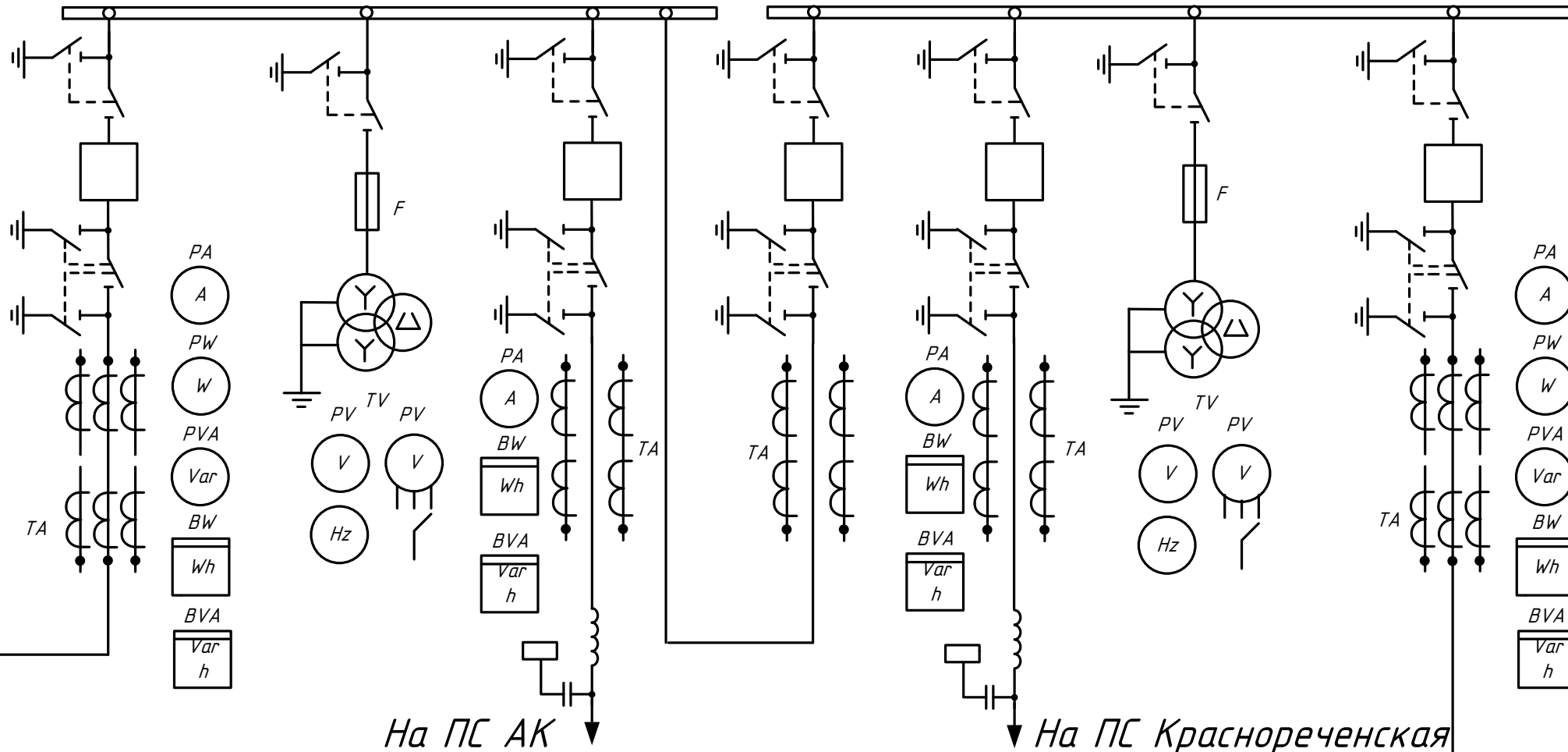
На ПС Корфовская

3-110 kV 50 Hz



№ ячейки	1	3	5	7	2	4	6	№ ячейки
Назначение	Т1	ТН 1	КЛ1	Перемычка	КЛ2	ТН 2	Т2	Назначение
Изм. трансформатор	ТОЛ-НТЗ-35	НАМИ-35 УХЛ1	ТОЛ-НТЗ-35	ТОЛ-НТЗ-35	ТОЛ-НТЗ-35	НАМИ-35 УХЛ1	ТОЛ-НТЗ-35	Изм. трансформатор
Выключатель	ВГТ-35М-ХЛ1	ВГТ-35М-ХЛ1	ВГТ-35М-ХЛ1	ВГТ-35М-ХЛ1	ВГТ-35М-ХЛ1		ВГТ-35М-ХЛ1	Выключатель
Трансформатор СН								Трансформатор СН
Предохранитель		ПКТ-101				ПКТ-101		Предохранитель
ОПН		ОПН-П-35 УХЛ1				ОПН-П-35 УХЛ1		ОПН

3 ~ 35 kV 50 Hz



На ПС АК

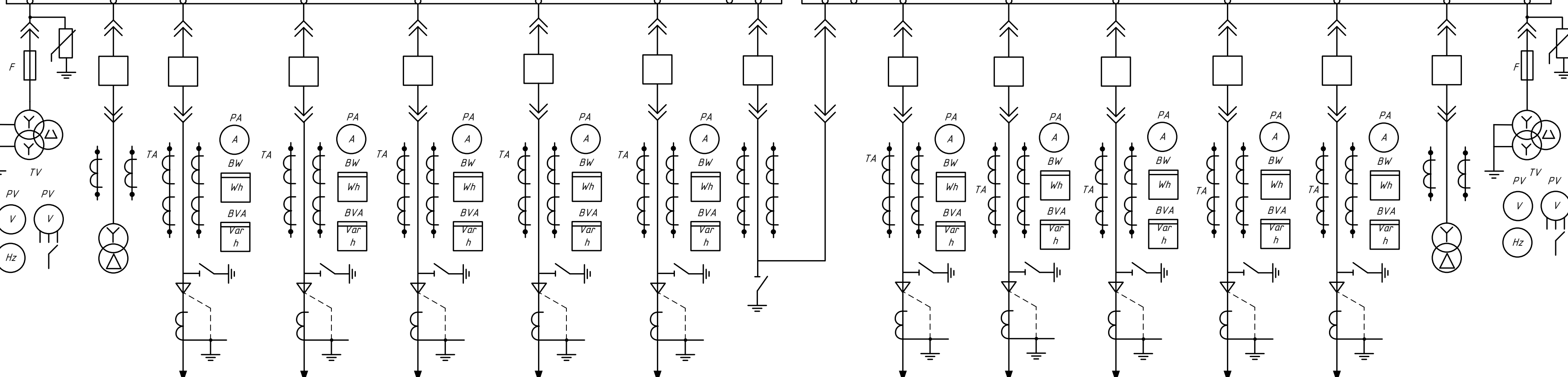
На ПС Краснореченская

КРУ - 35 кВ
типа
КРУ-К-130

АДЗ1Т 10/120

КРУ - 6 кВ

3 ~ 6 kV 50 Hz



№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	2	4	6	8	10	12	14
Назначение	ТН 1	ТСН 1	КЛ1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	Перемычка	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	ТН-НАМИ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТН-НАМИ-10
Выключатель		ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	ВБЗМ-10-20/1000 УХЛ2	
Трансформатор СН		ТСЗ-250/10												ТСЗ-250/10	
Предохранитель	ПКТ-101														ПКТ-101
ОПН	ОПН-6 УХЛ2														ОПН-6 УХЛ2

ВКР.14.4086.13.03.02.СХ.

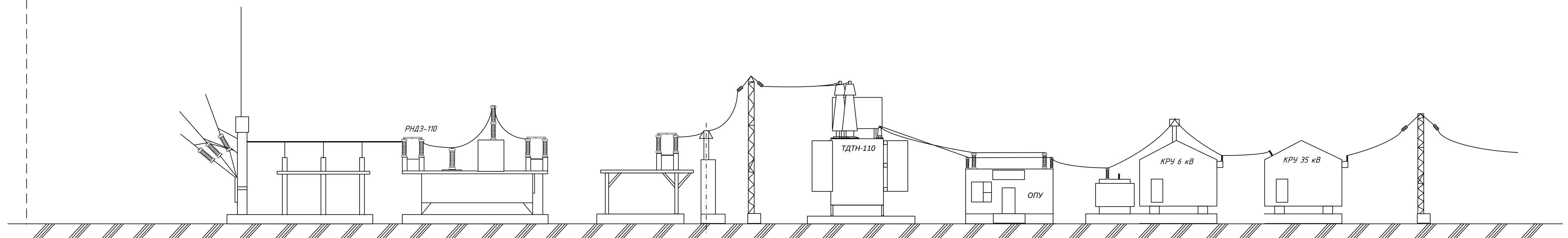
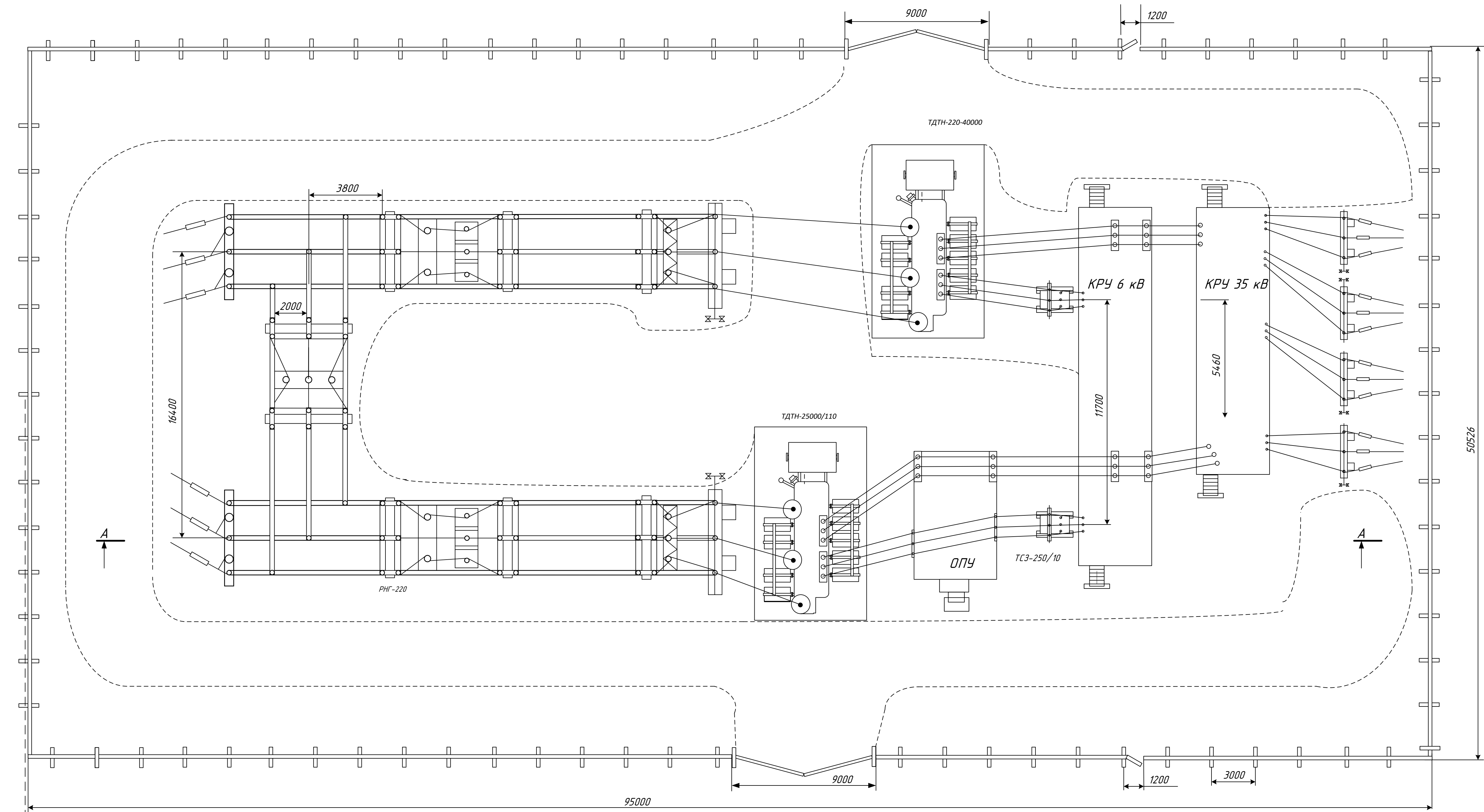
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата
Разраб		Щеголева Е.И.		
Провер		Казюк А.А.		
Т. контр				
Рецензент				
И. контр		Козлов А.Н.		
Итвержд		Савина Н.В.		

Однолинейная схема подстанции Горка 110/35/6 кВ

Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка

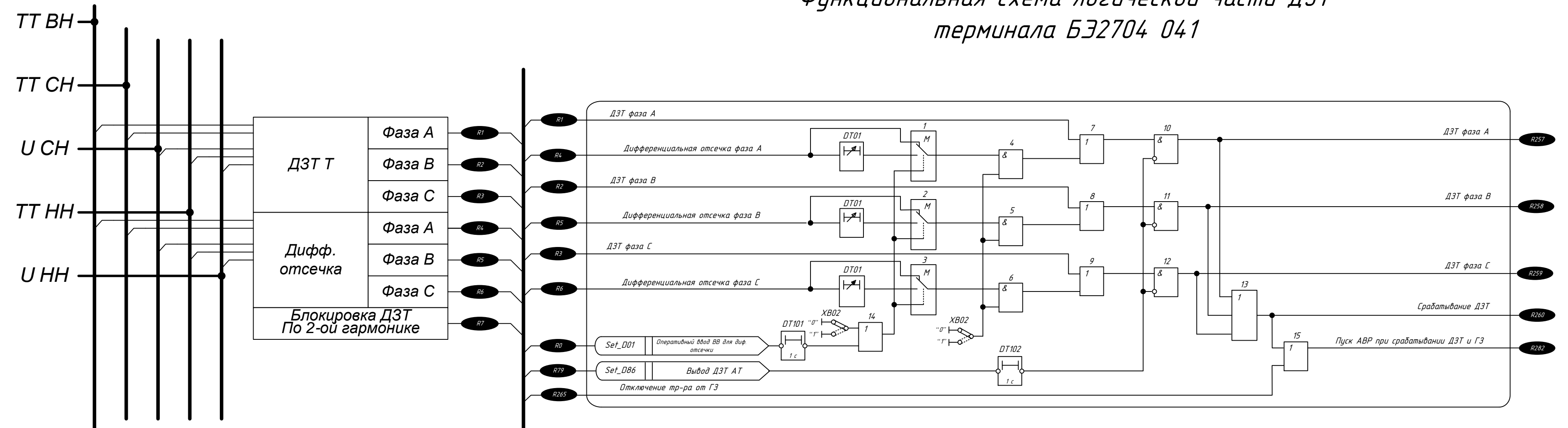
Литера	Масса	Масштаб
Д		
Лист 5		Листов 7

АМГУ
Кафедра энергетики

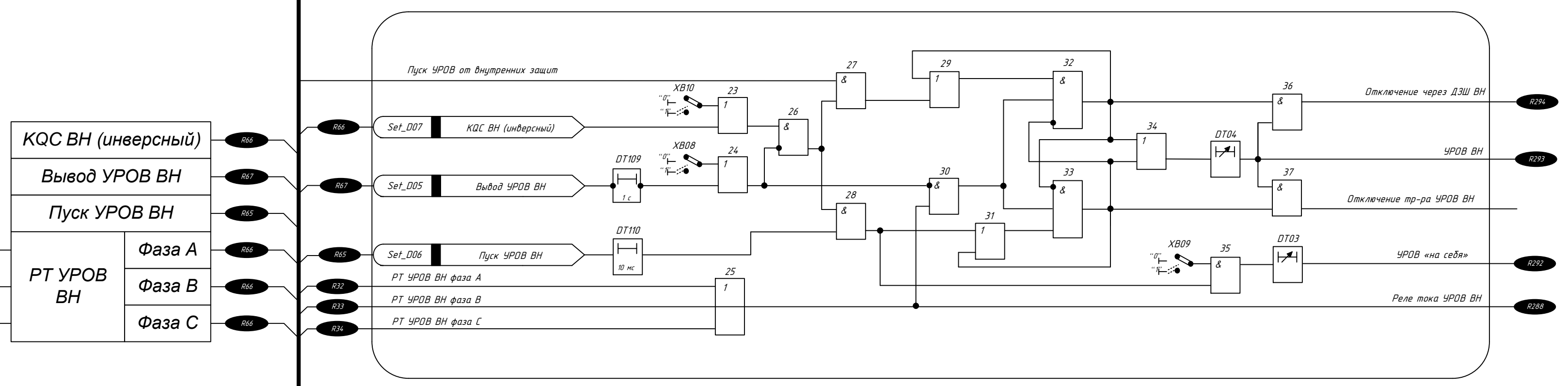


ВКР.14.086.13.03.02.СХ.				
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.	Дата
Разраб	Щеголева Е.И.			
Пробер	Казакул А.А.			
Т. контр				
Рецензент				
И. контр	Казлов А.Н.			
Утвержда	Савина Н.В.			
Схема подстанции Горка 110/35/6 кВ				
Литера		Масса	Масштаб	
Д				
Лист 5		Листов 7		
Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка				
АМГУ				
Кафедра энергетики				

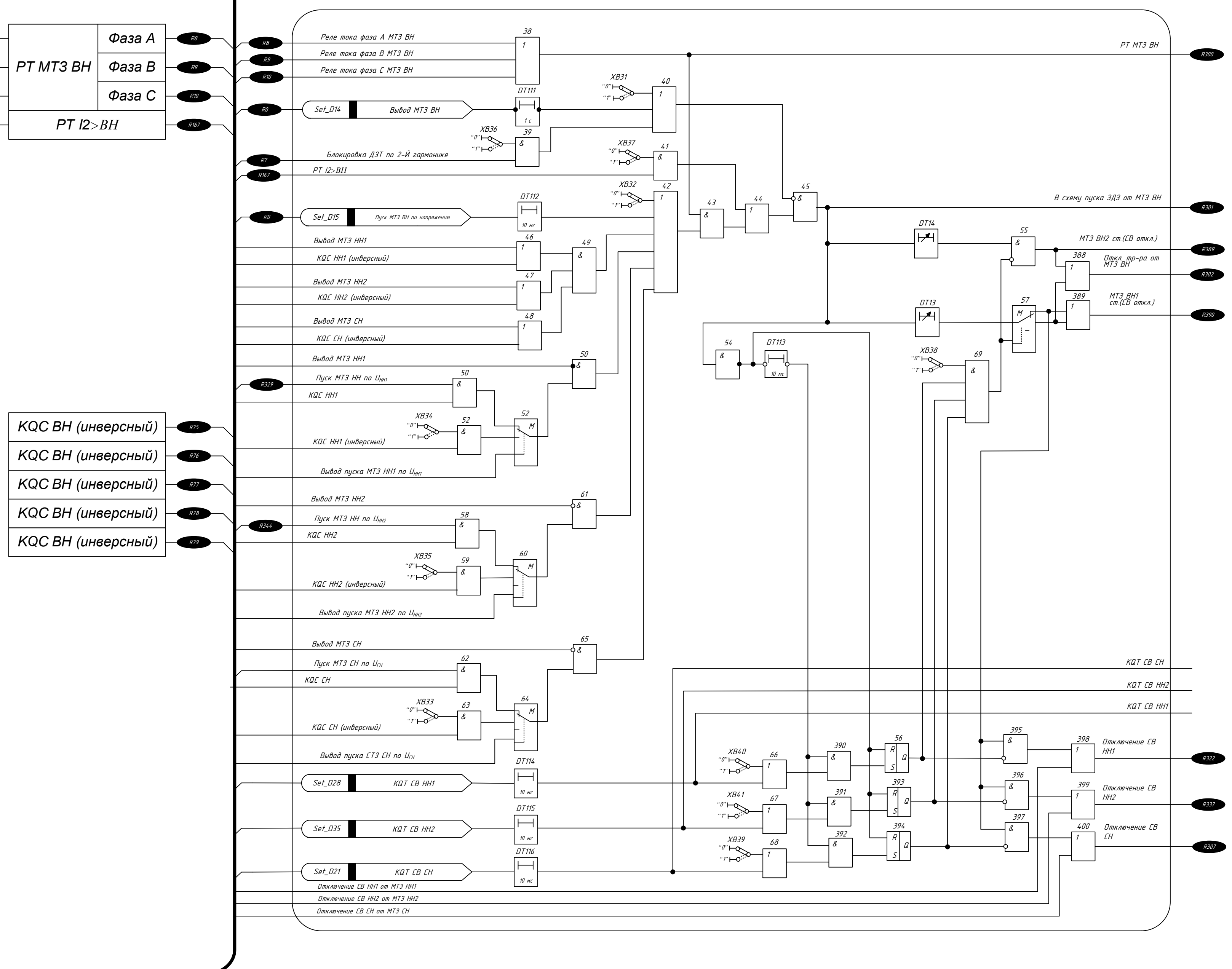
Функциональная схема логической части ДЗТ терминала БЗ2704 041



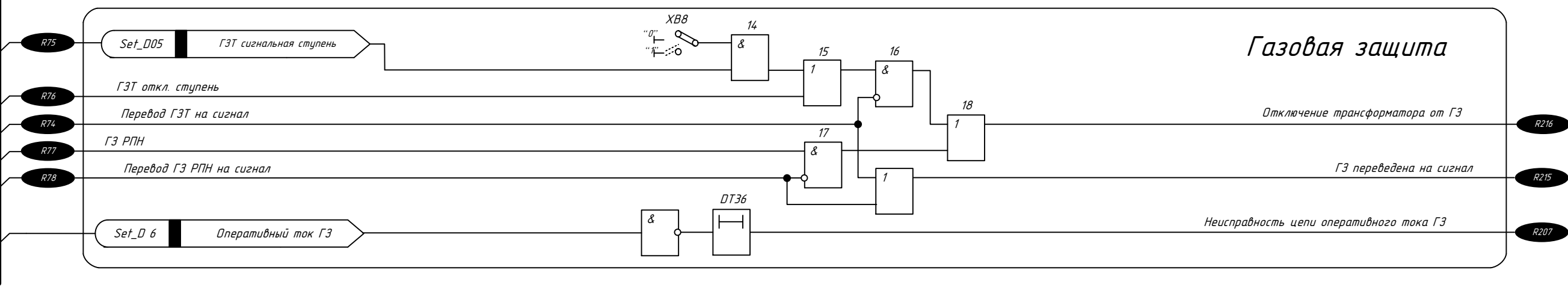
Функциональная схема логической части УРОВ ВН терминала БЗ2704 041



Функциональная схема логической части МТЗ ВН терминала БЗ2704 041



Функциональная схема логической части газовой защиты терминала БЗ2704 041



				ВКР.14.4086.13.03.02.СХ		
Изм	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Схема логической части защиты трансформатора	Литера
Разраб		Шеголева Е.И.				Д
Проверил		Казанли А.А.				
Т. контр.						
Рецензент		Калод А.И.				
Н. контроль		Савина Н.В.				
Утвержд						
					Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ Хабаровского края в районе подстанции 35 кВ Горка	
					АМГУ Кафедра энергетики	
					Лист 7	Листов 7