

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) образовательной программы:

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина


« 22 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК» – «Хабаровские электрические сети»


Исполнитель

студент группы 442-об2

 10.06.2018 Д.А. Оганесян
подпись, дата

Руководитель

канд. техн. наук, доцент

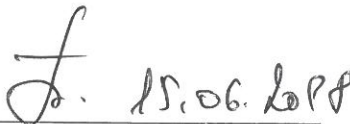
 20.06.2018 А.А. Остапенко
подпись, дата

Консультант:

безопасность и

экологичность

канд. техн. наук, доцент

 15.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент

 18.06.2018 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

« 02 » 05 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Оганесяна Данила
Александровича

1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция электрических сетей напряжением
35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ФРСК» - «Хабаровские электрические сети»
(утверждено приказом от 12.03.18 № 533)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: сводные таблицы загрузки ВЛ и трансформаторов,
данные о прогнозной нагрузке ПС до 2022 года, нормальная схема
электрических присоединений

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
расчет электрических нагрузок, выбор и проверка оборудования на подстанции
разработка защитного заземления и молниезащиты

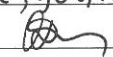
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) безопасность жизнедеятельности: доцент, кандидат технических наук
Булгаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Остапенко Александр
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Анатольевич, кандидат технических наук, доцент

Задание принял к исполнению (дата): 08.05.18

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 130 страниц, 9 рисунков, 53 таблиц, 4 приложения, 24 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, МОРАЛЬНЫЙ ИЗНОС, НЕЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ТОКИ ТРЕХФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ОКУПАЕМОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В основной части ВКР рассчитаны и спрогнозированы нагрузки, указаны недостатки существующей сети, представлен путь реконструкции электрических сетей напряжением 35 кВ в районе ПС Федоровка. Были рассчитаны режимы сети до и после реконструкции, токи КЗ с последующим выбором оборудования. Выполнен расчет заземления и молниезащиты ПС, микропроцессорной релейной защиты трансформаторов на ПС Федоровка, расчет безопасности и экологичности проекта.

В организационно-экономической части рассчитаны капитальные вложения в реконструкцию, обоснована ее окупаемость и выгодность инвестиций данного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	8
1 Характеристика источника питания	10
1.1 Анализ состояния электрических сетей Хабаровского края	10
1.2 Климатическая и географическая характеристика	13
1.3 Выбор участка сети и его характеристика	16
2 Анализ установившихся режимов электрической сети	21
2.1 Расчет и прогнозирование нагрузок подстанций	21
2.2 Расчет установившихся режимов	24
2.3 Проверка оборудования в нормальном и послеаварийном режимах	40
3 Реконструкция подстанции Федоровка 35/10 кВ	48
3.1 Расчет токов короткого замыкания	48
3.2 Выбор и проверка электрических аппаратов	49
3.2.1 Выбор и проверка выключателей	49
3.2.2 Выбор и проверка разъединителей	52
3.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	53
3.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	59
3.2.5 Выбор и проверка жестких шин	62
3.2.6 Выбор и проверка гибких шин	63
3.2.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	65
3.2.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	66
3.2.9 Выбор ячеек КРУ	71
3.2.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	72
3.2.11 Выбор аккумуляторных батарей	72
3.2.12 Выбор высокочастотных заградителей	75
3.2.13 Выбор предохранителей	76
4 Защита оборудования и персонала от грозовых перенапряжений	78

4.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 35 кВ «Племрепродуктор – Федоровка»	78
4.2 Расчет заземления подстанции Федоровка	86
4.3 Расчет молниезащиты подстанции Федоровка	91
5 Релейная защита и автоматика	94
5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики	94
5.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Федоровка	96
5.2.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора	97
5.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора	98
5.2.3 Защита от перегрузки	100
5.2.4 Газовая защита трансформатора	101
5.3 Автоматика на ПС Федоровка	102
6 Экономический расчет	103
6.1 Устанавливаемое оборудование	103
6.2 Капитальные вложения	104
6.3 Расчет амортизационных отчислений	107
6.4 Расчет эксплуатационных затрат	108
6.5 Определение себестоимости и ЧДД	111
7 Безопасность и экологичность	115
7.1 Безопасность	115
7.2 Экологичность	118
7.3 Чрезвычайная ситуация	123
Заключение	126
Библиографический список	128
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования	131
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0	140
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Федоровка	167

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия;
- ГРЭС – Государственная районная электростанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- КУ – компенсирующее устройство;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Моральный и физический износ оборудования является современной реальностью энергетики РФ. С начала 2000-х годов, уровень износа всех основных фондов энергетики составляет около 57.6 % по РФ. Что касается Хабаровского края, то ситуация здесь является более сложной – около 78% оборудования на подстанциях имеет срок службы более 20 лет, 48% из них – 30 – 50 лет. Продолжающийся рост количества морально устаревшего электротехнического оборудования, находящегося в эксплуатации и имеющего высокую степень износа, вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что в свою очередь снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса. Также высокий уровень износа сетевого и подстанционного оборудования снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

Другой проблемой энергетики Хабаровского края является недостаток резерва трансформаторных мощностей в центрах питания 35 кВ и выше. Несмотря на то, что энергосистема Хабаровского края избыточна по мощности, на ряде подстанций 35 кВ и выше имеются существующие ограничения на технологическое присоединение нагрузок новых потребителей электрической энергии к шинам ряда подстанций энергосистемы. Особенно характерно для городов Хабаровска и Комсомольска-на-Амуре, Ванинского и Советско-Гаванского районов.

Все вышеперечисленное обосновывает актуальность темы выпускной квалификационной работы: реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК» – «Хабаровские электрические сети».

Целью данного проекта является разработка плана реконструкции электрических сетей напряжением 35 кВ в районе ПС Федоровка,

отвечающего современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

К задачам проекта относятся:

оценка существующего состояния электрических сетей Хабаровского района и Хабаровского края в целом;

обеспечение электроснабжения потребителей при допустимой нагрузке оборудования;

обеспечение надежности выдачи мощности при наименьших затратах денежных средств.

Пути решения поставленных задач:

расчет и анализ установившихся режимов;

использование современного оборудования;

оценка безопасности при эксплуатации оборудования подстанции, проведение соответствующих мер для ее обеспечения;

оценка влияния работы подстанции на окружающую среду, в случае несоблюдения экологических норм принятие соответствующих мер.

Проект был разработан в операционной системе Windows 10 2012 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г, Microsoft Office Excel 2016 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

1.1 Анализ состояния электрических сетей Хабаровского края

Хабаровский край – крупный промышленный, развивающийся район. В экономике края промышленность играет ведущую роль (60% совокупного регионального продукта). Край вырабатывает 22% промышленной продукции всего Дальнего Востока и 1,2% промышленной продукции России. Основными отраслями являются машиностроение (авиа-, судостроение, оборонно-промышленный комплекс) и металлообработка, пищевая промышленность, лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность, промышленность строительных материалов.

Удельный вес продукции лесного комплекса в общем объеме промышленной продукции края оценивается в 3%. Хабаровский край производит 44% всей деловой древесины, заготавливаемой на Дальнем Востоке, 35% пиломатериалов, 63% целлюлозы, 44% древесно-стружечных плит, 65% картона.

Основные предприятия комплекса сосредоточены в его южной и центральной частях и тяготеют к железнодорожным транспортным магистралям и морскому побережью.

Суммарная величина электропотребления по Хабаровскому краю за отчетный 2016 год составила 8295,8 млн. кВт*ч. Максимум нагрузок равен 1389,09 МВт. Число часов использования максимальной нагрузки – 6540.

Анализ отчетных данных по электрическим нагрузкам и электропотреблению за последние 5 лет показал, что прирост электрических нагрузок за этот период в среднем составил 4,5 %. Годовое электропотребление с 2012 по 2016 год возросло на 19,5 %[9].

На территории энергосистемы Хабаровского края, функционирующей параллельно с ОЭС Востока, основной генерирующей компанией является филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация. Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания»

Хабаровская генерация эксплуатирует следующие электрические станции: Хабаровская ТЭЦ-1, Хабаровская ТЭЦ-3, Комсомольская ТЭЦ-1, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-3, Амурская ТЭЦ-1, Майская ГРЭС.

На территории Николаевского энергорайона, функционирующего изолированно, располагается Николаевская ТЭЦ (филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация).

Помимо электростанций филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация на территории Хабаровского края расположена Хорская ТЭЦ (МУП «Хорская ТЭЦ») в муниципальном районе им. Лазо, а также дизель-электрические станции потребителей, работающие в изолированном режиме.

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края по состоянию на 1 января 2017 года составляет 2236,3 МВт, из которых 2158,1 МВт – установленная мощность тепловых электростанций. Особенностью структуры генерации мощностей в энергетической системе является преобладающая доля ТЭЦ – 96,5 % от суммарной установленной мощности электростанций[23].

К проблемам текущего состояния электроэнергетики Хабаровского края следует отнести следующие:

моральный износ генерирующего и электросетевого оборудования (около 78% подстанций эксплуатируются с трансформаторами, срок службы которых превышает 25 лет, из них 48% со сроком службы 30 – 50 лет);

отсутствие резерва трансформаторных мощностей в центрах питания 35 кВ и выше;

несоответствие устройств РЗА в электрических сетях 110 кВ и выше требованиям нормативных документов к РЗА;

недостаточная надёжность межсистемного транзита мощности между энергосистемами Хабаровского и Приморского края по ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир 2 (Л-513) и Приморская ГРЭС – Хехцир 2 (Л-516);

недостаточная надежность связи Советско-Гаванского энергорайона с энергосистемой Хабаровского края;

не обеспечивается надежное электроснабжение некоторых районов электрических сетей, имеющих одностороннее питание по одноцепным протяженным ВЛ 110 кВ.

Основными задачами развития электроэнергетики региона являются: повышение коэффициента использования установленных мощностей на действующем генерирующем оборудовании электростанций Хабаровской энергосистемы;

перевод на централизованное электроснабжение от Хабаровской энергосистемы населенных пунктов, находящихся в зоне ее действия

поэтапное замещение на электростанциях генерирующего оборудования, выработавшего парковый ресурс, с последующим техническим перевооружением с использованием передовых технологий;

повышение трансформаторных мощностей на ряде подстанций напряжением 35 кВ;

установка устройств РЗА и секционных выключателей на ПС, где имеется необходимость в этом;

повышение надежности межсистемного транзита мощности между ЭС Хабаровского и Приморского края путем сооружения ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хабаровская 2;

сооружение ТЭЦ установленной мощности 126 МВт в городе Советская Гавань и строительство одноцепной ВЛ 220 кВ ПС Комсомольская – ПС Советская Гавань для преодоления дефицита мощности в этом районе.

В качестве источника питания была рассмотрена Хабаровская ТЭЦ-3.

Хабаровская ТЭЦ-3 является тепловой электростанцией, расположенной в городе Хабаровске. Входит в состав филиала «Хабаровская генерация» ОАО «ДГК», а также является дочерним предприятием ОАО «РАО Энергетические системы Востока».

В настоящее время станция снабжает горячей водой Северный, Железнодорожный и Центральный районы Хабаровска.

Установленная мощность ХТЭЦ-3 равна 720 МВт. В машинном зале ТЭЦ установлены 4 турбоагрегата с номинальным напряжением 15,75 кВ и установленной мощностью по 180 МВт. Тип турбины – Т-180/210-130-1 – паровая теплофикационная турбина с номинальной и максимальной мощностью 180 МВт и 210 МВт соответственно. Тип генераторов ТГВ-200-2М – турбогенератор с водородно-водяным охлаждением и номинальной мощностью 200 МВт. Генераторы передают мощность на шины станции напряжением 220 и 110 кВ через блочные трансформаторы ТДЦ-250000/220 и ТДЦ-250000/110 соответственно.

ОРУ 220 кВ – две рабочие и обходная система шин с 12 выключателями типа У-220-25. От ОРУ отходят 6 ЛЭП. ОРУ 110 кВ такого же типа, как и ОРУ 220 кВ – две рабочие и обходная система шин. На ОРУ 110 кВ установлены 12 выключателей типов У110-40 и ВЭБ-110П-40/2500 и трансформатор собственных нужд марки ТРДНС-40000/110. Электрическая связь между шинами 220 и 110 кВ осуществляется посредством автотрансформатора марки АТДЦТН-200000/220/110.

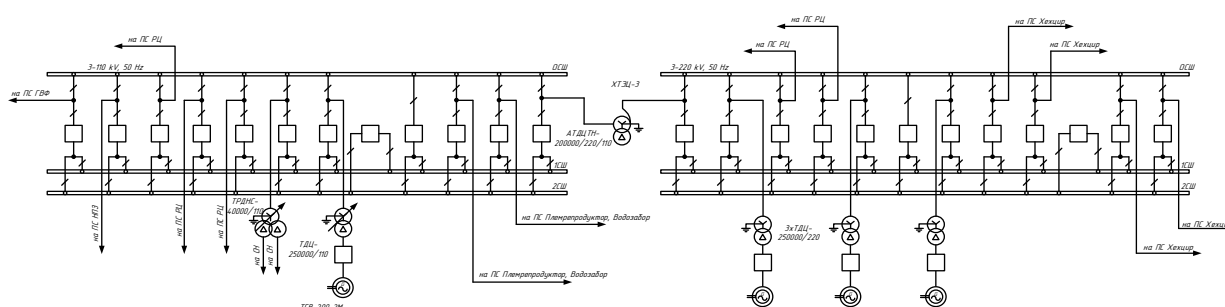


Рисунок 1 – Типовая схема ХТЭЦ-3

1.2 Климатическая и географическая характеристика

Хабаровский край входит в число крупнейших по размерам административно-территориальных образований Российской Федерации, расположен в центральной части российского Дальнего Востока, простираясь

с севера на юг на 1800 км, с запада на восток – от 125 до 750 км. С востока край омывается водами Охотского и Японского (Татарский пролив) морей. Береговая линия протяженностью более 2,5 тысяч километров изобилует множеством бухт и заливов. Помимо континентальной части в состав Хабаровского края входят несколько островов, самые крупные из которых - Шантарские.

Край имеет общие границы с Республикой Саха (Якутия), Приморским краем, Амурской, Магаданской, Еврейской автономной областями; проливы Невельского и Татарский отделяют его от Сахалинской области, а Охотское море – от Камчатского края. На юго-западе по рекам Амур и Усури проходит государственная граница с Китайской Народной Республикой.

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°C – на юге, до -40°C – на севере; на морском побережье — от -18°C до -24°C . Средняя температура июля на юге $+20^{\circ}\text{C}$, на севере $+15^{\circ}\text{C}$ [22].

Рельеф края преимущественно горный с высотами от 500 до 2500 м над уровнем моря. Равнинные пространства занимают значительно меньшую часть и приурочены главным образом к долинам Амура, Тугура, Уды, Амгуни. Наиболее крупной и сильно заболоченной является Среднеамурская равнина. Выделяются также Эворон-Тугурская низменность на юге и в центральной части и Охотская – на севере. Город Хабаровск расположен на пологих холмах, и его высота над уровнем моря составляет 76 м.

Карта Хабаровского края представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Карта Хабаровского края

Все необходимые для дальнейшей работы характеристики района представлены в таблице 1 [13].

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по пляске проводов	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	30
Район по гололеду	III
Район по ветру	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-44,3
Среднегодовая температура воздуха, °С	+2,4

Высшая температура воздуха, °С	+35
Число грозových часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,1- 1,3
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность,%	75
Продолжительность отопительного периода, сут.	250
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	1,9
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,3
Состав грунта	Глинки и суглинки
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	30
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	40
Высота расположения над уровнем моря, м	76
Наличие заповедников	Нет

1.3 Выбор участка сети и его характеристика

Для правильного расчета режима необходимо правильно выбрать участок сети, по которому будут производиться расчеты режимов электрической сети. В качестве исходной схемы был выбран участок сети, содержащий 5 ПС: Федоровка, Нов, Виноградовка, Племярепродуктор, Водозабор и один источник питания – Хабаровская ТЭЦ – 3.

Типы распределительных устройств, количество линейных и трансформаторных ячеек представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные РУ подстанций схемы

Подстанция	Тип РУ	Тип ПС
Племрепродуктор	4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная
Водозабор	4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Тупиковая
Федоровка	Нетиповая схема – мостик с отделителями – короткозамыкателями в цепях трансформаторов	Тупиковая
Нов	4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Ответвительная
Виноградовка	3Н – блок (линия-трансформатор) с выключателем	Ответвительная

Однолинейная схема сети представлена на рисунке 3.

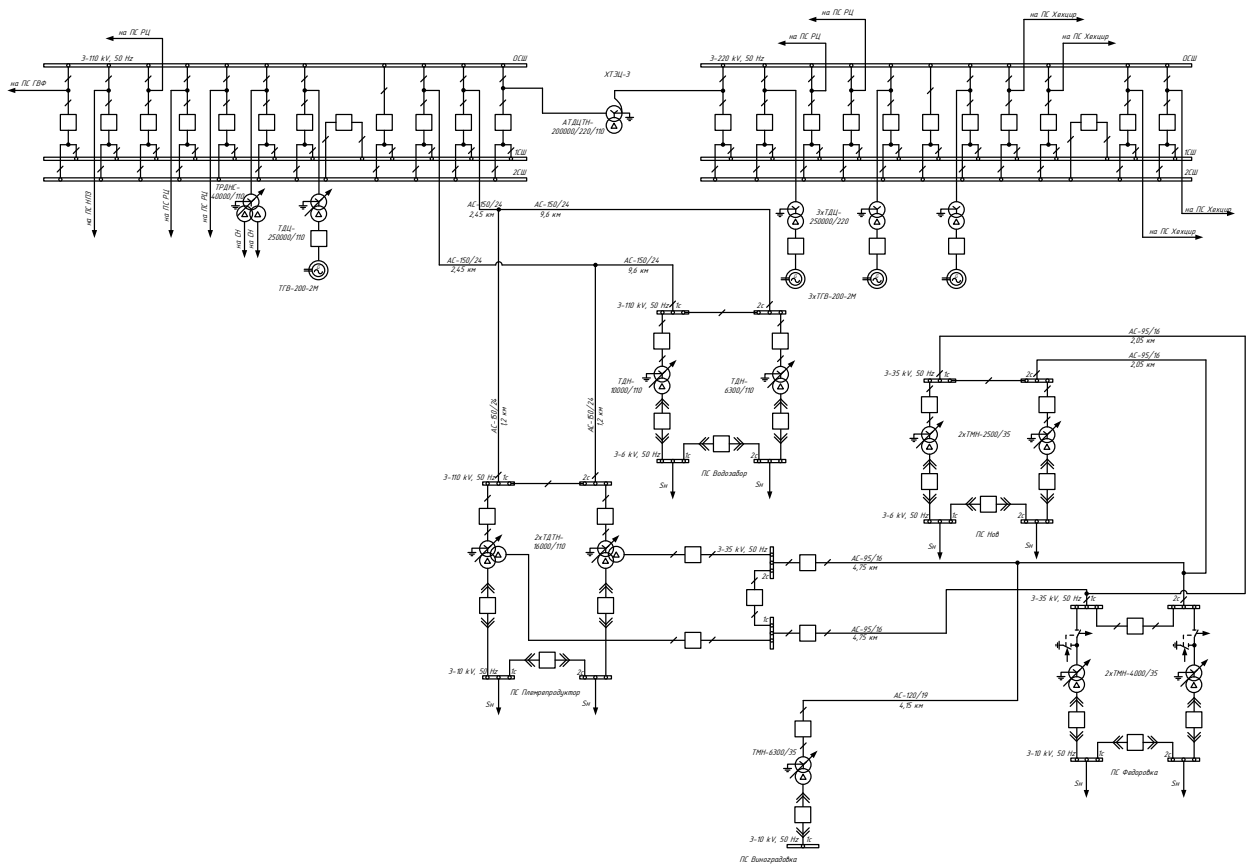


Рисунок 3 – Однолинейная схема электрической сети

Участок содержит 6 классов номинального напряжения: 220, 110, 35, 15.75, 10 и 6 кВ. ХТЭЦ-3 работает на напряжениях 220, 110 и 10 кВ, на напряжении 110 кВ работают ПС Племрепродуктор и ПС Водозабор. ПС Федоровка, ПС Виноградовка и ПС Нов – на напряжении 35 кВ. 4 генератора ХТЭЦ-3 работают на напряжении 15.75 кВ.

В данном районе все ЛЭП, кроме ВЛ отп. Виноградовка – Виноградовка, в двухцепном исполнении.

В качестве источника питания выступает станция ХТЭЦ-3, оснащенная 4 турбогенераторами с водородно-воздушным охлаждением ТГВ-200-2М.

Длина линий напряжением 110 кВ равна 13,25 км, 35 кВ – 10,95. Суммарная длина линий составляет 24,2 км.

Самой короткой ЛЭП является линия отп. Водозабор – Племрепродуктор, длина которой равна 1,2 км, а самой длинной – отп. Водозабор – Водозабор длиной 9,6 км.

Данные по ЛЭП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные ЛЭП проектируемой сети

Название ЛЭП	№	Напряжение, кВ	Количество цепей	Длина линии, км	Марка провода
СН ХТЭЦ – отп. Водозабор	1	110	2	2,45	АС- 150/24
отп. Водозабор – Водозабор	2	110	2	9,6	АС- 150/24
отп. Водозабор – Племрепродуктор	3	110	2	1,2	АС- 150/24
Племрепродуктор – отп. Виноградовка	4	35	1	3	АС-95/16
отп. Виноградовка – отп. Нов	5	35	1	0,5	АС-95/16
Племрепродуктор – отп. Нов	6	35	1	3,5	АС-95/16
отп. Нов – Федоровка	7	35	2	1,25	АС-95/16
отп. Нов – Нов	8	35	2	2,05	АС-95/16
отпайка Виноградовка – Виноградовка	9	35	1	4,15	АС- 120/19
Племрепродуктор – Федоровка (сумма длин линий 6 и 7)	10	35	2	4,75	АС-95/16

ПС Федоровка – двухтрансформаторная тупиковая ПС, питающая электроэнергией 3 села: Федоровка, Виноградовка и Мичуринское и такое гидротехническое сооружение как водозабор. Получает питание шин среднего напряжения ПС Племрепродуктор.

К недостаткам схемы следует отнести следующее:

моральный износ оборудования – срок службы трансформаторов на ПС Племрепродуктор и ПС Федоровка составляет 37 и 36 лет соответственно, а воздушная ЛЭП Племрепродуктор – Федоровка находится в эксплуатации 32 года;

использование нетиповой схемы на ПС Федоровка – мостика без выключателей, но с отделителями и короткозамыкателями;

неэффективное использование трансформаторной мощности: на ПС Водозабор, Нов и Виноградовка он составляет 0,18, 0,21 и 0 соответственно, а для ПС Федоровка в режиме аварийного отключения одного из трансформаторов – 1,84;

использование деревянных опор для ЛЭП.

Таким образом, необходима замена устаревшего оборудования на более современное, а также изменение конфигурации схемы подстанции Федоровка (изменение типа распределительного устройства).

2 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование нагрузок подстанций

С каждым годом потребление электроэнергии возрастает. Это связано с ростом числа потребителей электроэнергии, созданием новых предприятий и развитием старых. Это прямым образом сказывается на параметрах электрической сети, особенно на нагрузках ПС. Наиболее резкое изменение электрических нагрузок, а, следовательно, состояния электрической сети наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных. С ростом ступени напряжения изменения состояния сети оказываются менее резкими и более определенными. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день)[19].

Средняя активная и реактивная мощности рассчитываются по формулам:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{макс}}}{K_{\text{макс}}}, \quad (1)$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{макс}}}{K_{\text{макс}}}, \quad (2)$$

где $K_{\text{макс}}$ – коэффициент максимума, равный 1,2.

Среднеквадратичные (эффективные мощности) используются для расчета потерь электроэнергии и рассчитываются по формулам:

$$P_{\text{эф}} = K_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ср}}, \quad (3)$$

$$Q_{\text{эф}} = K_{\text{ф}} \cdot Q_{\text{ср}}, \quad (4)$$

где $K_{\text{ф}}$ – коэффициент формы, равный 1,15.

Для летнего режима максимальная, средняя и эффективная мощности рассчитываются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, который зависит от структуры потребителей. По данным кампании АО «ДРСК», для выбранного участка сети коэффициент летнего снижения нагрузки равен 0,6.

Нагрузки в летнем режиме определяются по формуле:

$$P_{\text{макс.лет}} = K_{\text{сниж}} \cdot P_{\text{макс.зим}}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{макс.лет}} = K_{\text{сниж}} \cdot Q_{\text{макс.зим}}, \quad (6)$$

Аналогичным образом определяются эффективная и средняя мощности.

Расчет мощностей существующих подстанций производится в программе «Расчет нагрузок». Полученные значения сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузки ПС выбранного участка сети

Подстанция	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Племрепродуктор	Зима	9.744	11.408	11.693	3.898	4.563	4.677
	Лето	5.847	6.845	7.016	2.339	2.738	2.806
Водозабор	Зима	1.624	1.901	1.949	0.650	0.761	0.780
	Лето	0.975	1.141	1.169	0.390	0.456	0.468
Федоровка	Зима	6.264	7.334	7.517	2.506	2.933	3.007
	Лето	3.759	4.400	4.510	1.503	1.760	1.804
Нов	Зима	0.928	1.087	1.114	0.371	0.435	0.446
	Лето	0.557	0.652	0.668	0.223	0.261	0.267
Виноградовка	Зима	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Лето	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Согласно данным кампании АО «ДРСК» о будущих присоединениях и прогнозах нагрузки, а также схемы и программы развития электроэнергетики (СиПРЭ) Хабаровского края на 2018-2022 гг. увеличение нагрузки ПС за 5 летний период будет следующей[9]:

Таблица 5 – Увеличение нагрузки ПС

Подстанция	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
Племрепродуктор (СН и НН)	4,366	1,735
Племрепродуктор (только НН)	1,4	0,56
Водозабор	0,8	0,32
Федоровка	1,667	0,667
Нов	0,8	0,32
Виноградовка	0,5	0,2

С учетом прогноза, нагрузки подстанций выбранного участка сети будут равняться значениям, приведенным в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузки подстанций через 5 лет

Подстанция	Время	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Племрепродуктор	Зима	13.38	15.67	16.059	5.35	6.267	6.424
	Лето	8.029	9.4	9.635	3.21	3.76	3.854
Водозабор	Зима	2.291	2.682	2.749	0.92	1.073	1.1
	Лето	1.374	1.609	1.649	0.55	0.644	0.66
Федоровка	Зима	7.592	8.888	9.11	3.04	3.555	3.644
	Лето	4.555	5.333	5.466	1.82	2.133	2.186
Нов	Зима	1.595	1.867	1.914	0.64	0.747	0.766
	Лето	0.957	1.12	1.148	0.38	0.448	0.459
Виноградовка	Зима	0.417	0.488	0.5	0.17	0.195	0.2
	Лето	0.25	0.293	0.3	0.1	0.117	0.12

Определим коэффициент реактивной мощности для определения необходимости ее компенсации на примере ПС Федоровка в режиме зимних нагрузок по формуле[10]:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{макс.зим}}}{P_{\text{макс.зим}}}, \quad (7)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{3,644}{9,11} = 0,399,$$

Результаты расчетов $\operatorname{tg}\varphi$ для всех ПС приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета $\text{tg}\varphi$

Подстанция	Время	$Q_{\text{ср}}/P_{\text{ср}}$	$Q_{\text{эф}}/P_{\text{эф}}$	$Q_{\text{max}}/P_{\text{max}}$
Племрепродуктор	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,399	0,399	0,399
Водозабор	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,4	0,4	0,4
Федоровка	Зима	0,399	0,399	0,399
	Лето	0,398	0,398	0,398
Нов	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,4	0,4	0,4
Виноградовка	Зима	0,4	0,4	0,4
	Лето	0,399	0,399	0,399

$\text{tg}\varphi$ для напряжений 10 кВ должен быть равен не более 0,4, следовательно, компенсация реактивной мощности на подстанциях выбранной схемы сети не требуется[19].

2.2 Расчет установившихся режимов

Для оценки возможности существования режимов, анализа уровня напряжений в узлах, регулирования напряжения, определения потоков мощности по ЛЭП и трансформаторам необходим расчет установившихся режимов.

Исходные данные для расчета режимов – конфигурация схемы сети, режимные характеристики потребителей, а также параметры ее элементов, в частности сопротивления, проводимости ЛЭП и трансформаторов и т.д.

Расчет режима производится в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3.0. Он является оптимальным средством решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей[16].

В данном ВКР проводятся расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов для выбранной схемы проектирования.

Для расчета составляется схема замещения необходимых балансирующих, генерирующих и нагрузочных узлов. Схема замещения представлена на рисунке 4.

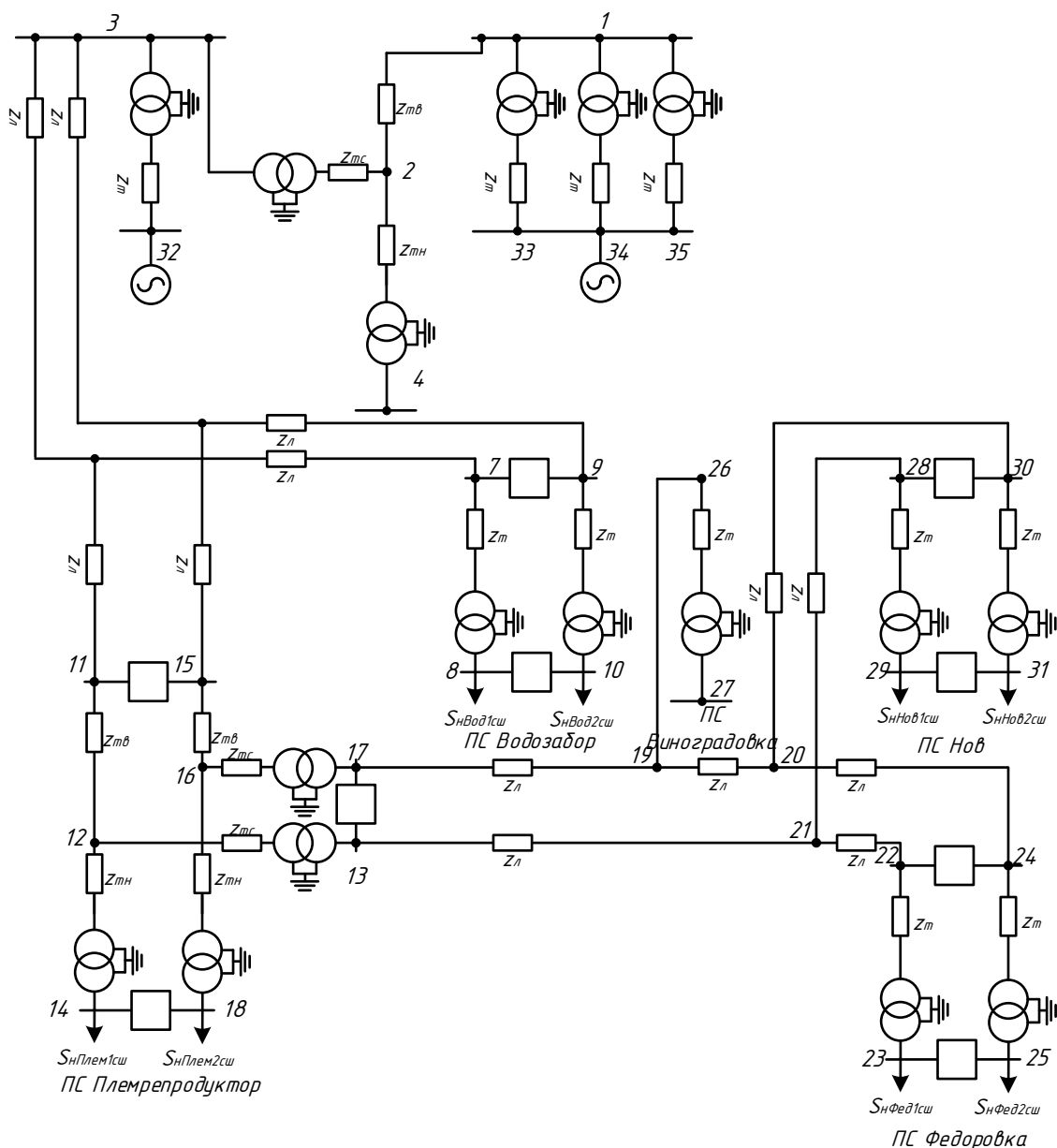


Рисунок 4 – Схема замещения выбранного участка сети

В схему замещения входит один балансирующий узел – Генератор 1 (генератор на СН ХТЭЦ-3), 3 генерирующих (за исключением балансирующего узла) и 31 нагрузочных узлов.

Параметры линий электропередачи 110 кВ определяются по П-образной схеме замещения. В линиях 35 кВ не учитывается реактивная проводимость, по причине малых напряжений и малых протяженностей таких линий[5].

Коэффициенты трансформации для трансформаторов рассчитываются по следующим формулам:

$$K_{\text{TH}} = \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}}, \quad (8)$$

$$K_{\text{TC}} = \frac{U_{\text{CH}}}{U_{\text{BH}}}, \quad (9)$$

$$K_{\text{TB}} = \frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{BH}}}, \quad (10)$$

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

$U_{\text{HH}}, U_{\text{CH}}, U_{\text{BH}}$ – напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трансформатора

В таблице 6 представлены параметры ЛЭП выбранного участка сети до реконструкции и без учета прибавления нагрузки в зимнее время.

Таблица 8 – Параметры ЛЭП и трансформаторов до реконструкции

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Kт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	1	2	ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9	1		
Тр-р	1	33	ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07		
Тр-р	1	34	ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07		
Тр-р	1	35	ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07		
Тр-р	2	3	Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5		
Тр-р	2	4	Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045		
ЛЭП	3	5	ХТЭЦ-3 СН – отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6			
ЛЭП	3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6			

Продолжение таблицы 8

Тр-р	3	32	ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14		
ЛЭП	5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9			
ЛЭП	5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2			
ЛЭП	6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9			
ЛЭП	6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2			
Тр-р	7	8	Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1
Выкл	7	9	Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2						
Выкл	8	10	НН1 - НН2						
Тр-р	9	10	Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1
Выкл	11	15	Племрепродуктор ВН1 - Племрепродуктор ВН2						
Тр-р	11	12	Племрепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2
Тр-р	12	13	Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318		
Тр-р	12	14	Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091		
Выкл	13	17	СН1 - СН2						
ЛЭП	13	21	СН1 - отп. Нов	1.07	1.47				
Выкл	14	18	НН1 - НН2						
Тр-р	15	16	Племрепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2
Тр-р	16	17	Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318		
Тр-р	16	18	Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091		
ЛЭП	17	19	СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26				

Продолжение таблицы 8

ЛЭП	19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21				
ЛЭП	19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72				
ЛЭП	20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53				
ЛЭП	20	30	отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86				
ЛЭП	21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53				
ЛЭП	21	28	отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86				
Выкл	22	24	Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2						
Тр-р	22	23	Федоровка ВН1 - НН1	2.6	23	32.7	0.294	5	3
Выкл	23	25	НН1 - НН2						
Тр-р	24	25	Федоровка ВН2 - НН2	2.6	23	32.7	0.294	5	3
Тр-р	26	27	Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.286	7	3
Выкл	28	30	Нов ВН1 - Нов ВН2						
Тр-р	28	29	Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.174	6	4
Выкл	29	31	НН1 - НН2						
Тр-р	30	31	Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.171	7	4

Отклонение уровней напряжения на шинах подстанций должно быть не более 10% согласно нормам качества электроэнергии. Также при анализе напряжений в узлах сети нужно руководствоваться законом встречного регулирования. По закону встречного регулирования, при расчете максимального режима, напряжения на шинах ПС должны быть не менее $1,05U_{ном}$ для обеспечения большей надежности схемы при аварийном отключении одного из элементов сети. В режиме минимальных нагрузок напряжение принимается равным не менее номинального значения. В аварийных режимах, как и в максимальных, значения напряжений на шинах ПС должны быть не менее $1,05U_{ном}$. Аварийный режим – режим, в котором

один из элементов отключен. Как правило, выбирают наиболее тяжелые аварийные режимы, например, отключение самого загруженного элемента сети. Наиболее тяжелые аварийные режимы позволяют более точно и полно выявить недостатки схемы и предпринять соответствующие меры, которые позволят поддерживать уровень допустимый напряжений в сети при различных авариях в системе[19].

Если уровни напряжений не соответствуют нормативным значением для заданного режима, необходимо использовать средства регулирования напряжения. К средствам регулирования напряжения относятся:

регулирование напряжение за счет изменения коэффициента трансформации трансформатора (РПН, ПБВ);

использование линейных регулировочных трансформаторов, подключаемых к шинам ПС или к линиям, отходящим от шин ПС;

использование средств компенсации реактивной мощности для устранения избытка или дефицита реактивной мощности в ЛЭП (БК, БСК, СК, СТАТКОМ, УШР).

В данном участке проектируемой сети все трансформаторы имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Достоинством этого средства регулирования напряжения является возможность регулирования напряжения без отключения трансформатора, а также больший диапазон регулирования по сравнению с ПБВ. Для поддержания желаемого уровня напряжений на шинах ПС во всех рассчитанных режимах работы сети понадобилась регулировка напряжения устройствами РПН трансформаторов[5].

Нагрузки и уровни напряжений в сети в максимальном и минимальном режимах до реконструкции приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Уровни напряжений в максимальном и минимальном режимах сети до реконструкции.

Тип	Номер	Название	U_ном	Максимальный режим			Минимальный режим		
				dV	P _н	Q _н	dV	P _н	Q _н

Продолжение таблицы 9

Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	-1.69	450	180	-0.07	270	108
Нагр	2	Нейтраль	220	-1.72			-0.04		
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	-1.72	150	60	-0.04	90	36
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	-2.7			-1.04		
Нагр	5	отп. Водозабор	110	-1.78			-0.07		
Нагр	6	отп. Водозабор	110	-1.78			-0.07		
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	-1.8			-0.09		
Нагр	8	НН1	6	6.35	0.9	0.4	1.37	0.5	0.2
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	-1.8			-0.08		
Нагр	10	НН2	6	5.97	1	0.4	1.17	0.6	0.2
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	-1.8			-0.08		
Нагр	12	Нейтраль1	110	7.4			2.27		
Нагр	13	СН1	35	7.25			2.16		
Нагр	14	НН1	10	7.26	1.4	0.6	2.2	0.8	0.4
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	-1.81			-0.09		
Нагр	16	Нейтраль2	110	7.23			2.17		
Нагр	17	СН2	35	7.08			2.06		
Нагр	18	НН2	10	7.03	1.7	0.7	2.07	1	0.4
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	6.57			1.74		
Нагр	20	отп. Нов	35	6.48			1.69		
Нагр	21	отп. Нов	35	6.65			1.79		
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	6.46			1.67		
Нагр	23	НН1	10	5.76	3.8	1.5	2.38	2.3	0.9
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	6.3			1.58		
Нагр	25	НН2	10	5.69	3.7	1.5	2.3	2.2	0.9
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	6.56			1.73		
Нагр	27	НН1	10	6.56			1.73		
Нагр	28	Нов ВН1	35	6.61			1.76		
Нагр	29	НН1	6	7.46	0.6	0.2	1.3	0.4	0.1
Нагр	30	Нов ВН2	35	6.44			1.66		
Нагр	31	НН2	6	5.7	0.6	0.2	1.2	0.4	0.1
База	32	Генератор 1	16		164.9	83.6		99.6	46.8
Ген	33	Генератор 2	16		152.6	78.8		91.6	45.1
Ген	34	Генератор 3	16		149.9	78.7		89.9	45
Ген	35	Генератор 4	16		150.2	78.7		90.1	45.1

Анализ напряжений в узлах показал, что уровни напряжения во всех узлах с нагрузкой соответствуют закону встречного регулирования.

Для определения недостатков и уязвимых мест сети необходимо рассчитать режим аварийного отключения одного из элементов сети. Таким

элементом в данном ВКР будет являться самая загруженная линия электропередачи.

Вкладка в ПВК RastrWin 3.0 «Токовая нагрузка ЛЭП» позволяет определить самую загруженную ЛЭП в сети. Загрузка линий электропередачи в выбранном участке сети представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП.

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/Длит.доп, %
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	41	450	9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	42	450	9.3
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	5	5	450	1.2
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	5	6	450	1.3
5	11	отп. Водозабор - Плепрепродуктор ВН1	36	36	450	7.9
6	15	отп. Водозабор - Плепрепродуктор ВН2	37	37	450	8.2
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	75	75	330	22.7
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	74	74	330	22.6
13	21	СН1 - отп. Нов	76	76	330	23
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	66	66	330	20.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	64	64	330	19.5
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1	1	390	0.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	10	10	330	3
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	10	10	330	3

Самой загруженной ЛЭП является линия СН1 (ПС Плепрепродуктор) – отпайка Нов. Следовательно, в качестве аварийного режима для данной сети будет рассматриваться режим при отключении линии СН1 (ПС Плепрепродуктор) – отпайка Нов.

Уровни напряжений сети при отключении самой загруженной линии представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Уровни напряжений в аварийном режиме

Тип	Номер	Название	Уном	V	dV	Угол Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	216.27	-1.69	-0.46
Нагр	2	Нейтраль	220	216.21	-1.72	-0.44
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	108.1	-1.72	-0.44
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	9.73	-2.71	-0.44
Нагр	5	отп. Водозабор	110	108.04	-1.78	-0.46
Нагр	6	отп. Водозабор	110	108.04	-1.78	-0.46
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	108.01	-1.81	-0.48
Нагр	8	НН1	6	6.38	6.35	-1.08
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	108.01	-1.81	-0.48
Нагр	10	НН2	6	6.36	5.96	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	108.01	-1.81	-0.47
Нагр	12	Нейтраль1	110	118	7.27	-3.12
Нагр	13	СН1	35	37.49	7.12	-3.09
Нагр	14	НН1	10	10.71	7.11	-3.41
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	108.01	-1.81	-0.47
Нагр	16	Нейтраль2	110	117.99	7.27	-3.12
Нагр	17	СН2	35	37.49	7.12	-3.09
Нагр	18	НН2	10	10.71	7.06	-3.47
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	37.13	6.09	-3.39
Нагр	20	отп. Нов	35	37.07	5.91	-3.44
Нагр	21	отп. Нов	35	36.98	5.65	-3.52
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	36.96	5.59	-3.53
Нагр	23	НН1	10	10.64	6.41	-7.17
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	36.96	5.59	-3.53
Нагр	25	НН2	10	10.64	6.44	-7.07
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	37.13	6.08	-3.39
Нагр	27	НН1	10	10.61	6.08	-3.39
Нагр	28	Нов ВН1	35	37.01	5.74	-3.49
Нагр	29	НН1	6	6.39	6.57	-4.26
Нагр	30	Нов ВН2	35	37.01	5.74	-3.49
Нагр	31	НН2	6	6.39	6.57	-4.26
База	32	Генератор 1	16	15.75		4.25
Ген	33	Генератор 2	16	15.75		4.11
Ген	34	Генератор 3	16	15.75		4.03
Ген	35	Генератор 4	16	15.75		4.03

Отклонения напряжений в узлах аварийном режиме менее 10% и находятся в допустимых пределах. Напряжения в нагрузочных узлах соответствуют закону встречного регулирования (не менее $1,05U_{ном}$).

При аварийных режимах токовая нагрузка ЛЭП может увеличиться до недопустимых значений. Необходимо выполнить проверку соответствия загрузки ЛЭП длительно допустимому току протекания по линии.

Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Токовая нагрузка ЛЭП аварийного режима

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/Длит.доп, %
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	42	450	9.2
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	41	450	9.1
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	5	5	450	1.2
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	5	6	450	1.3
5	11	отп. Водозабор - Племотродуктор ВН1	36	37	450	8.1
6	15	отп. Водозабор - Племотродуктор ВН2	36	37	450	8.1
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	152	152	330	46
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	151	151	330	45.9
13	21	СН1 - отп. Нов			330	
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	19	19	330	5.7
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	113	113	330	34.1
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1	1	390	0.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	19	19	330	5.7
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	39	39	330	11.7

Токовая нагрузка линий электропередачи не превышает 100%, что свидетельствует о допустимой нагрузке ЛЭП.

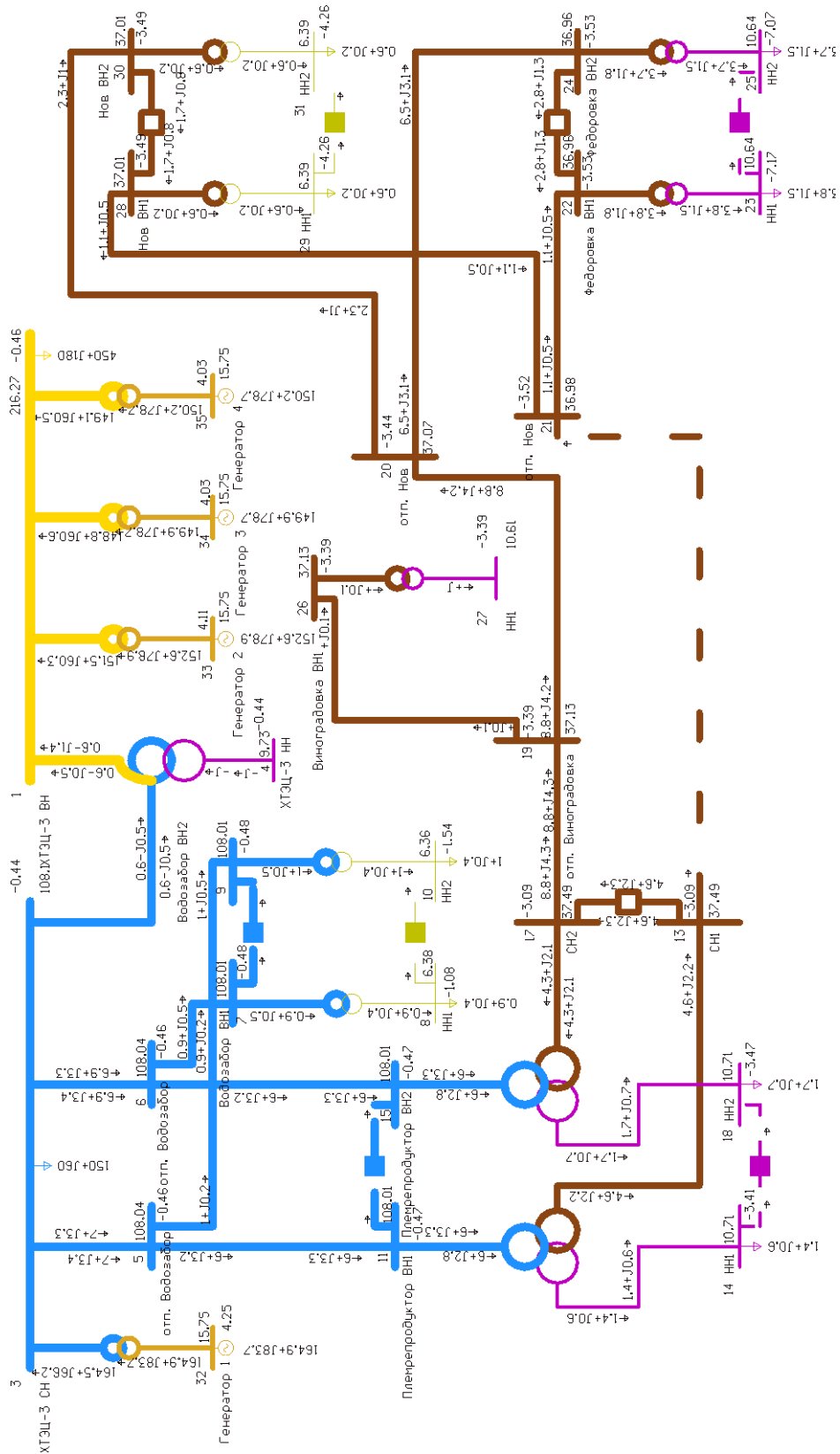


Рисунок 5 – Графика аварийного режима

Мощности нагрузок и уровни напряжений сети с учетом прогнозной нагрузки сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Мощность нагрузок и уровни напряжений сети с учетом прогнозной нагрузки

Тип	Номер	Название	U_ном	Максимальный режим			Минимальный режим		
				dV	P _н	Q _н	dV	P _н	Q _н
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	-1.95	472.5	189	-0.2	283.5	113.4
Нагр	2	Нейтраль	220	-2.01			-0.18		
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	-2.02	157.5	63	-0.19	94.5	37.8
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	-2.99			-1.18		
Нагр	5	отп. Водозабор	110	-2.1			-0.23		
Нагр	6	отп. Водозабор	110	-2.1			-0.24		
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	-2.14			-0.26		
Нагр	8	НН1	6	5.82	1.3	0.5	1.11	0.8	0.3
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	-2.14			-0.25		
Нагр	10	НН2	6	5.32	1.4	0.5	0.84	0.8	0.3
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	-2.13			-0.25		
Нагр	12	Нейтраль1	110	5.94			1.6		
Нагр	13	СН1	35	5.76			1.47		
Нагр	14	НН1	10	5.63	2.1	0.9	1.44	1.3	0.5
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	-2.14			-0.26		
Нагр	16	Нейтраль2	110	5.64			1.44		
Нагр	17	СН2	35	5.46			1.3		
Нагр	18	НН2	10	5.33	2.4	0.9	1.28	1.4	0.5
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	4.73			0.86		
Нагр	20	отп. Нов	35	4.62			0.8		
Нагр	21	отп. Нов	35	4.98			1		
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	4.76			0.86		
Нагр	23	НН1	10	5.61	4.6	1.8	1.04	2.8	1.1
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	4.4			0.66		
Нагр	25	НН2	10	5.25	4.5	1.8	0.84	2.7	1.1
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	4.65			0.81		
Нагр	27	НН1	10	5.93	0.5	0.2	2.15	0.3	0.1
Нагр	28	Нов ВН1	35	4.9			0.95		
Нагр	29	НН1	6	6.57	1	0.4	0.06	0.6	0.2
Нагр	30	Нов ВН2	35	4.54			0.75		
Нагр	31	НН2	6	6.19	1	0.4	1.36	0.6	0.2
База	32	Генератор 1	16		162.9	89.6		93.7	49.8
Ген	33	Генератор 2	16		164.6	84.4		100.6	47.9
Ген	34	Генератор 3	16		162.3	84.3		98.9	47.9
Ген	35	Генератор 4	16		163.1	84.3		99.1	47.9

Отклонение напряжения в узлах сети менее 10%, что соответствует нормам качества электроэнергии. Напряжение в нагрузочных узлах, согласно закону встречного регулирования, не менее $1,05U_{ном}$.

Загрузка ЛЭП с учетом прогнозной нагрузки представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ЛЭП максимального режима с учетом прогнозной нагрузки

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/Длит. доп, %
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	56	56	450	12.5
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	59	60	450	13.2
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племерепродуктор ВН1	49	49	450	10.9
6	15	отп. Водозабор - Племерепродуктор ВН2	53	53	450	11.8
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	107	107	330	32.4
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	96	96	330	29.2
13	21	СН1 - отп. Нов	108	108	330	32.8
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	80	80	330	24.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	78	78	330	23.8
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	17	17	330	5.2
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	17	17	330	5.3

В качестве аварийного режима будет рассмотрен режим отключения ЛЭП СН1 (ПС Племерепродуктор) – отпайка Нов.

Уровни напряжений сети при аварийном режиме представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Уровни напряжений при аварийном режиме

Тип	Номер	Название	Uном	V	dV	Угол Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	215.72	-1.95	0.55
Нагр	2	Нейтраль	220	215.57	-2.01	0.03
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	107.78	-2.02	0.03
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	9.7	-2.99	0.03
Нагр	5	отп. Водозабор	110	107.69	-2.1	0
Нагр	6	отп. Водозабор	110	107.69	-2.1	0
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	107.65	-2.14	-0.03
Нагр	8	НН1	6	6.35	5.82	-0.91
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	107.64	-2.14	-0.03
Нагр	10	НН2	6	6.32	5.31	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	107.65	-2.14	-0.02
Нагр	12	Нейтраль1	110	116.32	5.74	-3.7
Нагр	13	СН1	35	36.95	5.56	-3.67
Нагр	14	НН1	10	10.54	5.43	-4.16
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	107.65	-2.14	-0.02
Нагр	16	Нейтраль2	110	116.31	5.74	-3.7
Нагр	17	СН2	35	36.95	5.56	-3.67
Нагр	18	НН2	10	10.54	5.42	-4.22
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	36.45	4.13	-4.07
Нагр	20	отп. Нов	35	36.37	3.91	-4.14
Нагр	21	отп. Нов	35	36.24	3.55	-4.24
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	36.22	3.5	-4.26
Нагр	23	НН1	10	10.56	5.61	-6.26
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	36.22	3.5	-4.26
Нагр	25	НН2	10	10.56	5.63	-6.21
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	36.42	4.06	-4.1
Нагр	27	НН1	10	10.53	5.33	-4.4
Нагр	28	Нов ВН1	35	36.28	3.65	-4.22
Нагр	29	НН1	6	6.32	5.26	-5.54
Нагр	30	Нов ВН2	35	36.28	3.65	-4.22
Нагр	31	НН2	6	6.32	5.26	-5.53
База	32	Генератор 1	16	15.75		4.68
Ген	33	Генератор 2	16	15.75		5.49
Ген	34	Генератор 3	16	15.75		5.43
Ген	35	Генератор 4	16	15.75		5.41

Отклонение напряжения в узлах сети менее 10%, что соответствует нормам качества электроэнергии. Напряжение в нагрузочных узлах, согласно закону встречного регулирования, не менее $1,05U_{ном}$.

Произведем проверку загрузки линий по току в послеаварийном режиме. Значения токов, протекающих по ЛЭП, а также их загрузка представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Токовая загрузка ЛЭП при аварийном режиме.

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/Длит. доп, %
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	58	58	450	12.9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	57	58	450	12.8
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племотрепродуктор ВН1	51	51	450	11.3
6	15	отп. Водозабор - Племотрепродуктор ВН2	51	51	450	11.3
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	208	208	330	62.9
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	199	199	330	60.2
13	21	СН1 - отп. Нов			330	
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	20	20	330	6.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	143	143	330	43.4
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	20	20	330	6.1
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	55	55	330	16.8

Уровни напряжения максимального, минимального и аварийного режимов сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Уровни напряжения максимального, минимального и аварийного режимов.

Тип	Номер	Название	Уном	Макс. режим		Мин. режим		Авар. режим	
				dV	V	dV	V	dV	V
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	-1.95	472.5	189	-0.2	283.5	113.4
Нагр	2	Нейтраль	220	-2.01			-0.18		

Продолжение таблицы 17

Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	-2.02	157.5	63	-0.19	94.5	37.8
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	-2.99			-1.18		
Нагр	5	отп. Водозабор	110	-2.1			-0.23		
Нагр	6	отп. Водозабор	110	-2.1			-0.24		
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	-2.14			-0.26		
Нагр	8	НН1	6	5.82	1.3	0.5	1.11	0.8	0.3
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	-2.14			-0.25		
Нагр	10	НН2	6	5.32	1.4	0.5	0.84	0.8	0.3
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	-2.13			-0.25		
Нагр	12	Нейтраль1	110	5.94			1.6		
Нагр	13	СН1	35	5.76			1.47		
Нагр	14	НН1	10	5.63	2.1	0.9	1.44	1.3	0.5
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	-2.14			-0.26		
Нагр	16	Нейтраль2	110	5.64			1.44		
Нагр	17	СН2	35	5.46			1.3		
Нагр	18	НН2	10	5.33	2.4	0.9	1.28	1.4	0.5
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	4.73			0.86		
Нагр	20	отп. Нов	35	4.62			0.8		
Нагр	21	отп. Нов	35	4.98			1		
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	4.76			0.86		
Нагр	23	НН1	10	5.61	4.6	1.8	1.04	2.8	1.1
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	4.4			0.66		
Нагр	25	НН2	10	5.25	4.5	1.8	0.84	2.7	1.1
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	4.65			0.81		
Нагр	27	НН1	10	5.93	0.5	0.2	2.15	0.3	0.1
Нагр	28	Нов ВН1	35	4.9			0.95		
Нагр	29	НН1	6	6.57	1	0.4	0.06	0.6	0.2
Нагр	30	Нов ВН2	35	4.54			0.75		
Нагр	31	НН2	6	6.19	1	0.4	1.36	0.6	0.2
База	32	Генератор 1	16		162.9	89.6		93.7	49.8
Ген	33	Генератор 2	16		164.6	84.4		100.6	47.9
Ген	34	Генератор 3	16		162.3	84.3		98.9	47.9
Ген	35	Генератор 4	16		163.1	84.3		99.1	47.9

Для выбора или проверки оборудования (трансформаторы, ЛЭП) необходимо знать потоки активной и реактивной некомпенсированной мощности, протекающей по линиям. Эти данные берем из рассчитанного режима в ПВК RastrWin 3.0 из вкладки «Ветви»[16].

Таблица 18 – Поток активной и реактивной некомпенсированной

МОЩНОСТИ

Узел начала	Узел конца	Название	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _к , МВт	Q _к , Мвар
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	9.4	4.7	9.4	4.6
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	9.9	5.1	9.9	5
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.3	0.6	1.3	0.6
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.4	0.6	1.4	0.6
5	11	отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	8	4.4	8	4.5
6	15	отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	8.6	4.8	8.6	4.8
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	6.1	3	6.1	3
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	5.5	2.6	5.5	2.6
13	21	СН1 - отп. Нов	5.7	2.7	5.7	2.7
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	4.6	2.1	4.6	2.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	4.5	2.1	4.5	2.1
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	0.5	0.3	0.5	0.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	1	0.4	1	0.4
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	1	0.5	1	0.5

2.3 Проверка оборудования в нормальном и послеаварийном режимах

При повышении нагрузки на ПС возможна недопустимая перегрузка оборудования (трансформаторов, ЛЭП) по передаваемой мощности.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном зимнем режиме определяется по формуле:

$$K_3^{\text{норм(зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТР ном}}}, \quad (11)$$

где $S_{\text{ТР ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

n – количество трансформаторов.

В нормальном режиме оптимальный диапазон значений коэффициента загрузки трансформаторов 0,5 – 0,7 (50 – 70%). В случае, если коэффициент загрузки трансформаторов меньше 0,5 использование трансформаторной

мощности трансформатора имеет меньшую эффективность, а также увеличиваются потери мощности. В случае, если коэффициент трансформации больше 0,7 при аварийном отключении одного из трансформаторов оставшийся в эксплуатации трансформатор будет иметь недопустимую перегрузку[10].

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном зимнем режиме на подстанции Федоровка будет равен:

$$K_3^{\text{ном(зима)}} = \frac{\sqrt{7,592^2 + 4,2^2}}{2 \cdot 4} = 1,085.$$

Расчет коэффициента загрузки трансформаторов для других ПС аналогичен.

Коэффициент загрузки трансформатора при аварийном отключении одного из трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$K_3^{\text{авар(зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n - 1) \cdot S_{\text{ТР ном}}}, \quad (12)$$

$$K_3^{\text{авар(зима)}} = \frac{\sqrt{7,592^2 + 4,2^2}}{4} = 2,169.$$

Расчет коэффициента загрузки трансформаторов при аварийном отключении одного из них для других ПС аналогичен. Сведем результаты расчета в таблицу 19.

Таблица 19 – Коэффициенты загрузки трансформаторов при нормальном и аварийном режимах

Подстанция	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в аварийном режиме
Федоровка	1,085	2,169
Водозабор	0,129	0,259
Племрепродуктор	0,509	1,018
Нов	0,366	0,733
Виноградовка	0,082	–

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов выявил следующие недостатки выбранной электрической сети:

недопустимая загрузка трансформаторов на ПС Федоровка при аварийном отключении одного из трансформаторов;

неполное использование трансформаторной мощности на ПС Водозабор, Нов и Виноградовка, приводящее к повышению потерь мощности в трансформаторах.

Недопустимая перегрузка трансформаторов на ПС Федоровка достигается путем замены трансформаторов с большей установленной мощностью.

Для ПС Федоровка выбираем 2 двухобмоточных трансформатора с масляным охлаждением марки ТМН-6300/35.

Коэффициенты загрузки трансформаторов при нормальном и аварийном режимах соответственно равны:

$$K_3^{\text{норм(зима)}} = \frac{\sqrt{7,592^2 + 4,2^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,689,$$

$$K_3^{\text{авар(зима)}} = \frac{\sqrt{7,592^2 + 4,2^2}}{6,3} = 1,377.$$

Трансформатор ТМН-6300/35 имеет допустимые значения коэффициентов загрузки и может быть принят к установке.

Список трансформаторов, используемых на подстанциях выбранного участка сети сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Трансформаторы, установленные на ПС

Подстанция	Марка тр-в	Количество тр-в на ПС	$K_3^{\text{норм(зима)}}$	$K_3^{\text{авар(зима)}}$
Федоровка	ТМН-6300/35	2	1,085	2,169
Водозабор	ТДН-6300/35	2	0,129	0,259
Племрепродуктор	ТДТН-16000/110	2	0,509	1,018

Продолжение таблицы 20

Нов	ТМН-2500/35	2	0,366	0,733
Виноградовка	ТМН-6300/35	1	0,082	–

Параметры линий электропередачи и трансформаторов с учетом смены трансформатора на ПС Федоровка представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Параметры ЛЭП и трансформаторов после реконструкции

Тип	Узел нач.	Узел кон.	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт	№ анц.	Тип анц.
Тр-р	1	2	ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9	1		
Тр-р	1	33	ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07		
Тр-р	1	34	ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07		
Тр-р	1	35	ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07		
Тр-р	2	3	Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5		
Тр-р	2	4	Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045		
ЛЭП	3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6			
ЛЭП	3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6			
Тр-р	3	32	ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14		
ЛЭП	5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9			
ЛЭП	5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2			
ЛЭП	6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9			
ЛЭП	6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2			
Тр-р	7	8	Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1
Выкл	7	9	Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2						
Выкл	8	10	НН1 - НН2						
Тр-р	9	10	Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1

Продолжение таблицы 21

Выкл	11	15	Племрепродуктор ВН1 - Племрепродуктор ВН2						
Тр-р	11	12	Племрепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2
Тр-р	12	13	Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318		
Тр-р	12	14	Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091		
Выкл	13	17	СН1 - СН2						
ЛЭП	13	21	СН1 - отп. Нов	1.07	1.47				
Выкл	14	18	НН1 - НН2						
Тр-р	15	16	Племрепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2
Тр-р	16	17	Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318		
Тр-р	16	18	Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091		
ЛЭП	17	19	СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26				
ЛЭП	19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21				
ЛЭП	19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72				
ЛЭП	20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53				
ЛЭП	20	30	отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86				
ЛЭП	21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53				
ЛЭП	21	28	отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86				
Выкл	22	24	Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2						
Тр-р	22	23	Федоровка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.293	8	6
Выкл	23	25	НН1 - НН2						
Тр-р	24	25	Федоровка ВН2 - НН2	1.4	14.6	46.3	0.293	8	6
Тр-р	26	27	Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3
Выкл	28	30	Нов ВН1 - Нов ВН2						
Тр-р	28	29	Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4
Выкл	29	31	НН1 - НН2						
Тр-р	30	31	Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4

Уровни напряжений выбранного участка сети представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Уровни напряжений при максимальном, минимальном и аварийном режимах после реконструкции

Тип	Номер	Название	Уном	Макс. режим		Мин. режим		Авар. режим	
				V	dV	V	dV	V	dV
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	215.72	-1.95	219.56	-0.2	215.72	-1.95
Нагр	2	Нейтраль	220	215.57	-2.01	219.6	-0.18	215.57	-2.01
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	107.78	-2.02	109.79	-0.19	107.78	-2.02
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	9.7	-2.99	9.88	-1.18	9.7	-2.99
Нагр	5	отп. Водозабор	110	107.69	-2.1	109.74	-0.23	107.69	-2.1
Нагр	6	отп. Водозабор	110	107.68	-2.1	109.74	-0.24	107.69	-2.1
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	107.65	-2.14	109.72	-0.26	107.65	-2.14
Нагр	8	НН1	6	6.35	5.82	6.07	1.11	6.35	5.82
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	107.65	-2.14	109.72	-0.25	107.64	-2.14
Нагр	10	НН2	6	6.32	5.32	6.05	0.84	6.32	5.31
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	107.65	-2.13	109.72	-0.25	107.65	-2.14
Нагр	12	Нейтраль1	110	116.53	5.94	111.76	1.6	116.32	5.74
Нагр	13	СН1	35	37.02	5.76	35.51	1.47	36.95	5.56
Нагр	14	НН1	10	10.56	5.63	10.14	1.44	10.54	5.43
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	107.64	-2.14	109.72	-0.26	107.65	-2.14
Нагр	16	Нейтраль2	110	116.21	5.64	111.58	1.44	116.31	5.74
Нагр	17	СН2	35	36.91	5.46	35.46	1.3	36.95	5.56
Нагр	18	НН2	10	10.53	5.33	10.13	1.28	10.54	5.42
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	36.66	4.73	35.3	0.86	36.45	4.13
Нагр	20	отп. Нов	35	36.62	4.62	35.28	0.8	36.37	3.91
Нагр	21	отп. Нов	35	36.74	4.98	35.35	1	36.24	3.55
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	36.67	4.76	35.3	0.86	36.22	3.5
Нагр	23	НН1	10	10.56	5.61	10.1	1.04	10.56	5.61
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	36.54	4.4	35.23	0.66	36.22	3.5
Нагр	25	НН2	10	10.52	5.25	10.08	0.84	10.56	5.63
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	36.63	4.65	35.29	0.81	36.42	4.06
Нагр	27	НН1	10	10.59	5.93	10.21	2.15	10.53	5.33
Нагр	28	Нов ВН1	35	36.72	4.9	35.33	0.95	36.28	3.65
Нагр	29	НН1	6	6.39	6.57	6	0.06	6.32	5.26
Нагр	30	Нов ВН2	35	36.59	4.54	35.26	0.75	36.28	3.65
Нагр	31	НН2	6	6.37	6.19	6.08	1.36	6.32	5.26
База	32	Генератор 1	16	15.75		15.75		15.75	
Ген	33	Генератор 2	16	15.75		15.75		15.75	
Ген	34	Генератор 3	16	15.75		15.75		15.75	
Ген	35	Генератор 4	16	15.75		15.75		15.75	

Токовая загрузка ЛЭП в аварийном режиме представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Токовая нагрузка ЛЭП аварийного режима

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/Идлит. доп., %
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	58	58	450	12.9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	57	58	450	12.8
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	51	51	450	11.3
6	15	отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	51	51	450	11.3
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	208	208	330	62.9
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	199	199	330	60.2
13	21	СН1 - отп. Нов			330	
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	20	20	330	6.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	143	143	330	43.4
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	20	20	330	6.1
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	55	55	330	16.8

Все элементы сети имеют допустимый уровень напряжения и токовой нагрузки. Следовательно, выбор оборудования произведен верно.

Подробные данные о режимах, расчеты и графическая часть даны в приложении Б и графической части (листы 2 и 3).

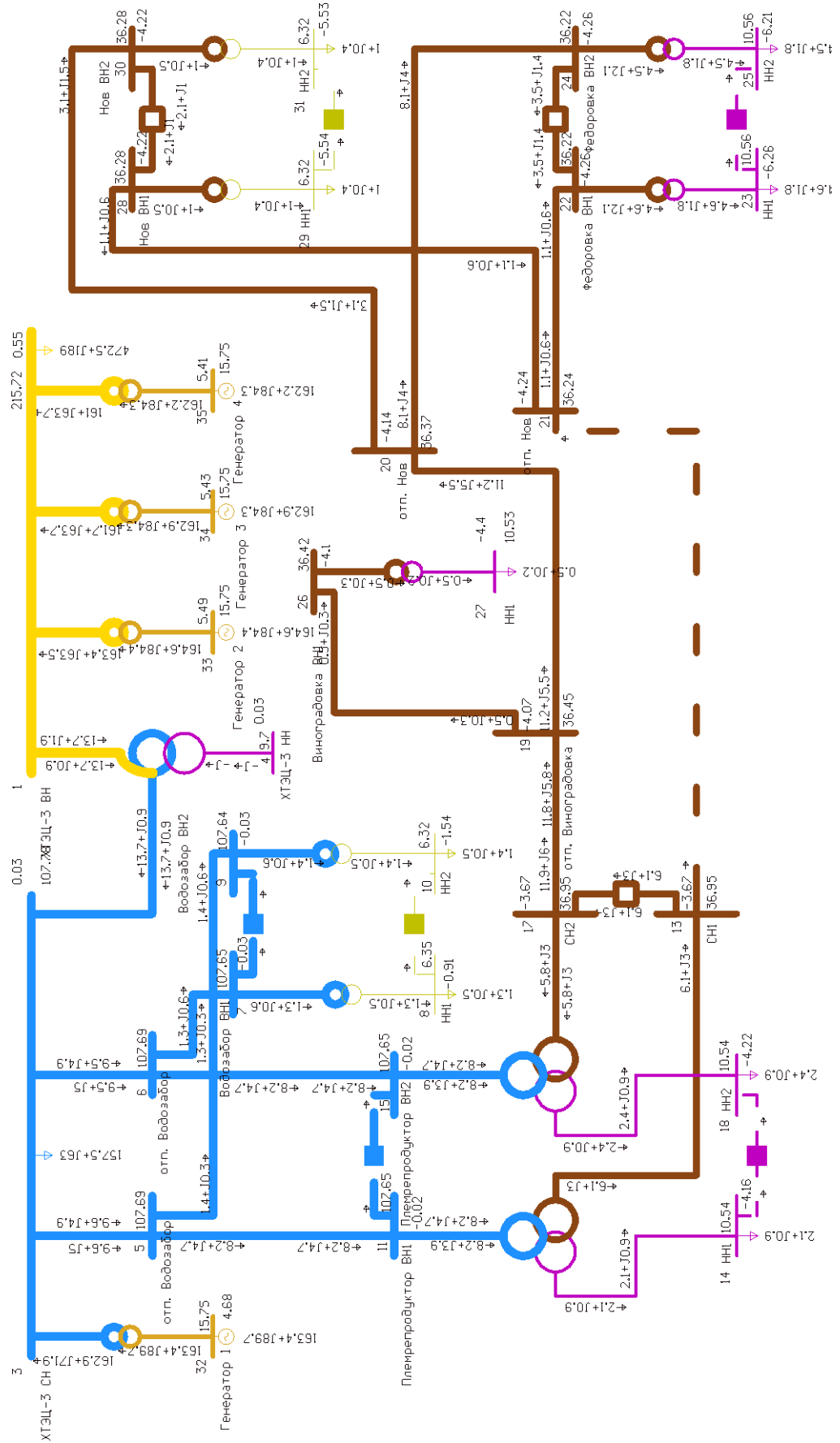


Рисунок 6 – Графика аварийного режима после реконструкции

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ФЕДОРОВКА 35/10 КВ

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производится с помощью ПК RastrWin 3.0.

Таблица 23 – Результаты расчета токов короткого замыкания

	Однофазное	Двухфазное	Трехфазное
Федоровка 35 кВ	4,663	4,663	9,449
Федоровка 10 кВ	9,402	9,402	18,933

Ударный ток на высокой стороне ПС «Федоровка» находим по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по.вн} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (12)$$

где T_a – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ, равная 0,02 с

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,449 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 21,468 \text{ кА}$$

Рассчитанные значения ударного тока на высокой и низкой сторонах ПС Федоровка сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Значения ударного тока на ПС «Федоровка»

	ВН	НН
$I_{уд,рез}$	21,468	43,015

Мощность короткого замыкания в начальный момент короткого замыкания:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{вн} \cdot I_{по.вн}, \quad (13)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 9,449 = 572,815 \text{ МВА.}$$

В таблице 25 приведены значения мощности КЗ на ПС Федоровка.

Таблица 25 – Значения мощности КЗ в начальный момент времени на ПС «Федоровка»

	ВН	НН
S _{КЗ} , МВА	572,815	327,929

3.2 Выбор и проверка электрических аппаратов

3.2.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков Ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, под которым подразумевается наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д[7].

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (14)$$

- длительный ток:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, \quad (15)$$

- отключающая способность:

$$I_{п о} \leq I_{откл ном}, \quad (16)$$

- включающая способность

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{ПО}}, \quad (17)$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (18)$$

Проверяем выключатели по следующим параметрам:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}, \quad (19)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (20)$$

где β - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равно 0,4.

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14,142 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (21)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 9,449 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 8,105 \text{ кА.}$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$W_{\text{T}} \geq W_{\text{k}} \text{ или } I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (22)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{р.з.}}$;

$$W_{\text{k}} = 9,449^2 \cdot (4,055 + 0,02) = 363,831 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для установки в ОРУ 35 кВ ПС Федоровка выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-35.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\text{макр}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (23)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{9,89}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,169 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 169 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,468 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 363,831 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 9,449 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 9,449 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 14,142 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 8,105 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

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

Для установки в КРУ 10 кВ вакуумный выключатель ВВ/TEL-10.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле[7]:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (24)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{р.з.}}; \quad (25)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,055 + 4 = 4,055 \text{ с}$$

$$B_K = 18,933^2 \cdot (4,05 + 0,15) = 1507 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ . Относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равно 0,4, а отключающий ток $I_{\text{откл}} = 31,5$:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН также определяем для наиболее загруженного выключателя – трансформаторного:

$$I_{\text{макр}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}; \quad (26)$$

$$I_{\text{макр}} = \frac{9,89}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,571 \text{ кА}$$

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

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 571 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 43,015 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} = 1507 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 18,933 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 18,933 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 16,24 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

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

3.2.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки, т.е когда по ним не протекает ток.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током[17].

На стороне ВН ПС Федоровка выбираем разъединители РНДЗ.1-35/1000 УХЛ1 с одним заземляющим ножом[8]. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 169 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 43,015 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 363,831 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_T$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 363,831 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_T$

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

3.2.3 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. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ. 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. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей[7].

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (27)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $R_к$:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (28)$$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к, \quad (29)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{ПРОВ} = R_{ПРОВ}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 35 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2	2	2
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,4	-	0,4
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,4	-	0,4
Счетчик комплексный	4	ION - 8600	2	2	2
ТСН					

Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 35 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого (ВН)			4,1	4,1	4,1
Итого (НН)			10,9	9,5	10,9
Итого			15	13,6	15

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}), \quad (30)$$

На стороне ВН выбираем трансформатор тока ТОЛ-35-300/5.

$Z_{2\text{ном}} = 3 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока[8].

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{н}}^2}, \quad (31)$$

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

$I_{2\text{н}}$ - вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{4,1}{5^2} = 0,164 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (32)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 $\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 30.

Таблица 30 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
35	50
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S}, \quad (32)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,28 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,164 + 0,35 + 0,05 = 0,564 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 31.

Таблица 31 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$	$I_P = 169 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,564 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,468 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} = 363,831 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq В_{\text{к}}$

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

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-600/5.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 29.

$Z_{2\text{ном}} = 1,4 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока. Расчет сопротивлений прибора, провода аналогичен выбору ТТ на ВН[8].

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,9}{5^2} = 0,436, \text{ Ом}$$

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

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,28 \cdot 10}{4} = 0,07.$$

Сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,436 + 0,07 + 0,05 = 0,556, \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 32.

Таблица 32 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 571 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,556 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 43,015 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 1507 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq V_{\text{к}}$

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

3.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке[17].

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (33)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливаются 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от

мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений[17]. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2\text{H}} \geq S_{2\text{расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин.

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 34.

Таблица 34 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
1	2	3	4
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	6
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	6

Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	3
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	12
Итого (ВН)			22
Итого (НН)			27
Итого			49

$$S_p = 22 \text{ ВА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 35.

Таблица 35 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 500 \text{ ВА}$	$S_p = 22 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ–10-УХЛ1.

$$S_p = 27 \text{ ВА},$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$

$S_H = 300 \text{ ВА}$	$S_P = 27 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$
------------------------	-----------------------	----------------

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.2.5 Выбор и проверка жестких шин.

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

Номинальный ток:

$$I_{\text{макс.нн}} = 571 \text{ А}$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО: $2 \times (80 \times 10) \text{ мм}$, $S = 800 \text{ мм}^2$ - для одной полосы шины.

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{ПО}} = 18,933 \text{ кА}; T_a = 0,15 \text{ с}; i_{\text{уд}} = 43,015 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (33)$$

где $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} - минимальное сечение провода, $q_{\text{min}} \leq S$.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1507 \cdot 10^6}}{91} = 426,6 \text{ мм}^2.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5 \text{ м}$.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (34)$$

где J - момент инерции шины, который равен $J = \frac{8^3}{12} = 42,667 \text{ см}^4$;

q - поперечное сечение выбранной шины.

Для выполнения проверки на резонанс должно выполняться условие $f_0 \leq 30$ Гц.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{42,667}{800}} = 17,777 \text{ Гц.}$$

Условие выполняется.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (35)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{43015^2}{1,5} = 213,653 \text{ Н/м}$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (35)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,667 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{213,653 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 10,667} = 4,507 \text{ МПа.}$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

3.2.6 Выбор и проверка гибких шин

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 35 кВ и выше т.к. распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе [17].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 169 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 150 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется поскольку шины выполнены голыми проводами и расположены на открытом воздухе.

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

Для гибких проводников напряжением 35 кВ и выше выполняется проверка по условиям короны.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (36)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 0,675 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,89 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (37)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 36,75 кВ);

D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 150 см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 36,75}{0,675 \cdot \lg \frac{150}{0,675}} = 8,213 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

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

$$8,79 \leq 30,5$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

3.2.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов[7]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (38)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (39)$$

Выбираем опорные полимерные изоляторы ОНШП-10-20-4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 210$ мм. Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (38)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (39)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}}, \quad (40)$$

$$K_h = \frac{210 + 50 + 100/2}{210} = 1,48.$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot L \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (41)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{43015^2}{1} \cdot 1,5 \cdot 1,48 \cdot 10^{-7} = 711,465 \text{ Н.}$$

Проверка: $F_{расч} = 711,465 \text{ Н} \leq 12000 \text{ Н}$.

Таким образом, опорный полимерный изолятор ОНШП-10-20-4 УХЛ1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

3.2.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение ОПН $U_{нро}$ выбирается, принимая во внимание следующие факторы:

– наибольшее рабочее напряжение сети, в которую устанавливается ОПН;

– зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;

– наличие или отсутствие вращающихся машин 6, 10 кВ;

– наличие или отсутствие резистивного заземления нейтрали.

Таблица 37 – классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ.

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение оборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5

В сетях 6-35 кВ, не содержащих вращающихся машин, существуют сравнительно большие запасы прочности изоляции оборудования. Поэтому в таких сетях выбор наибольшего рабочего напряжения ОПН можно осуществлять, исходя из необходимости максимально повысить надежность его работы при дуговых перенапряжениях, которые могут существовать до 2-6 часов.

Учитывая запасы прочности изоляции оборудования, ее достаточная защищенность от грозовых и коммутационных перенапряжений будет обеспечена при всех допустимых значениях $U_{НРО}$.

Согласно расчетам переходных процессов в сети с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью кратность дуговых перенапряжений может достигать 3,5 (по отношению к амплитуде фазного значения наибольшего рабочего напряжения сети), что соответствует максимальному значению перенапряжений

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (41)$$

где $U_{\text{НРС}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети (линейное).

Для того, чтобы отстроить ОПН от дуговых перенапряжений, необходимо, по крайней мере, выполнить условие:

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (41)$$

$$U_{30/60} \geq U_{\text{ДУГ}}, \quad (42)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}, \quad (43)$$

где значения $K_{30/60}$ указаны в каталоге ОПН []. Тогда получим условие выбора

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{НРС}}, \quad (44)$$

Таблица 38 – Наибольшее рабочее напряжение ОПН

Класс напряжения, кВ	10	35
$U_{\text{НРО}}, \text{ кВ}$	12,0-12,6	40,5-42,5

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{\text{НРО}}$, обозначена $W_{\text{уд}}$ и приведена в таблице 39. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Таблица 39 – Энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс)

Класс напряжения, кВ	10	35
$W_{\text{уд}}, \text{ кДж/кВ}$	2,8	4,8
Импульс 2000 мкс с амплитудой, А	550	850

Номинальное напряжение ОПН $U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}}$ определяется по выражению:

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}} \geq 1,25 \cdot U_{\text{НРО}}, \quad (45)$$

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}} = 1,25 \cdot 12 = 15 \text{ кВ.}$$

Характеристика «напряжение-время» задается в относительных единицах $U_{\text{НРО}}$ для случаев без нагружения (*) и с предварительным нагружением (**).

Таблица 40 - Характеристика «напряжение-время»

Длительность Т приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{н-в}$ (Т) превышения напряжения на ОПН 10 кВ, не менее	Допустимая кратность $K_{н-в}$ (Т) превышения напряжения на ОПН 35 кВ, не менее
1 с	1,82*/1,74**	1,83*/1,73**
10 с	1,72*/1,64**	1,73*/1,62**
1200 с	1,50*/1,44**	1,50*/1,42**
14400 с	1,38*/1,28**	1,33*/1,24**

В относительных единицах $U_{НРО}$ ОПН должен иметь допустимые кратности повышения напряжения не менее значений $K_{н-в}(T)$, указанных в таблице, т.е. в именованных единицах для ОПН должно быть допустимо повышение напряжения не менее $K_{н-в}(T) \cdot U_{НРО}$.

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозových и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются в каталоге производителя на так называемых «расчетных импульсных токах». Эти остающиеся напряжения могут быть определены (с некоторой погрешностью) через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозových и коммутационных перенапряжений соответственно[1].

Таблица 41 – Остающиеся напряжения при грозových и коммутационных перенапряжениях

Класс напряжения, кВ	10	35
Расчетный ток (кА) грозových перенапряжений (импульс 8/20 мкс)	5	5
Расчетный ток (А) коммутационных перенапряжений (импульс 30/60 мкс)	500	500
$K_{8/20}$	3,6	3,21
$K_{30/60}$	2,93	2,73

В относительных единицах $U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}$ амплитуды наибольшего рабочего напряжения ОПН должен иметь кратности ограничения перенапряжений не более значений $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ указанных в таблице. т.е. в именованных единицах ОПН должен иметь остающиеся напряжения при расчетных грозовых и коммутационных импульсных токах, соответственно, не более:

$$U_{8/20} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20}, \quad (46)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}. \quad (47)$$

Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Достаточными являются приведенные в таблице 48 значения.

Таблица 42 – Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

Класс напряжения, кВ	6	10	35
Импульс 8/20 мкс с амплитудой, кА	5	5	10
Импульс 4/10 мкс с амплитудой, кА	65	65	100

На сторонах трансформаторов выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1 и ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ1 с классами напряжения 35 и 10 кВ соответственно. Основные характеристики ОПН представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	15	12	10	24
35	50,6	40,5	10	168

3.2.9 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом[17].

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

На низкой стороне выбрали КРУ внутренней установки 10 кВ марки К-59 со встроенными выключателями марки ВВ/TEL-10 с встроенным универсальным электромагнитным приводом.

Таблица 44 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-59

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Термическая стойкость, кА ² с	2977
Тип выключателя	ВВ/TEL-10
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Трансформатор тока	ТОЛ-10-600/5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 УХЛ1
Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ1

3.2.10 Выбор и проверка 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, подогрев, 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 с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Расчетная мощность нагрузки $P_{\text{уст}} = 105$ кВА.

Расчетная мощность ТСН определяется по формуле

$$S_{\text{расчТСН}} = \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{зрасчТСН}}}, \quad (48)$$

где $K_{\text{з}}$ – допустимая загрузка трансформаторов, равная 1,4.

$$S_{\text{расчТСН}} = \frac{105}{1,4} = 75 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 100/10. Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 35 – 220 кВ должна быть не более 630 кВ·А.

3.2.11 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными

тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам[17].

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (49)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{230}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \quad (50)$$

$$n_{\text{доб}} = 125 - 108 = 17.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{аб}}}{j}, \quad (51)$$

где $I_{\text{аб}}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;
 j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 24$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}}, \quad (52)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей, который равен $I_{\text{Tmax}} = 1269 \text{ А}$;

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 28,2$$

Окончательно принимаем СК – 32.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{\text{Tmax}}}{N}, \quad (53)$$

$$I_p = \frac{1269}{32} = 39,66 \text{ А}.$$

По кривой [17], определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %.

Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения

составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{пз}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (54)$$

$$I_{\text{пз}} = 0,15 \cdot 32 + 20 = 24,8 \text{ А.}$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (55)$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

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

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{\text{пздоб}} = 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ А}$$

$$U_{\text{пз}} = 2,2 \cdot 17 = 37,4 \text{ В}$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (56)$$

$$I_3 = 5 \cdot 32 + 20 = 180 \text{ А.}$$

$$U_{\text{пз}} = 2,75 \cdot n, \quad (57)$$

$$U_{\text{пз}} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

3.2.12 Выбор высокочастотных заградителей

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

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора.

ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах[7].

Выбор ВЧ - заградителей производится по номинальным и ударным токам.

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}}, \quad (59)$$

$$i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}. \quad (61)$$

Для ВЛ 35 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-0,5У1.

Значения $I_{\text{махр}}$ и $B_{\text{к}}$ берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 169 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пред.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,468 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 363,831 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$

3.2.13 Выбор предохранителей

Предохранители предназначены для защиты трансформаторов напряжения различных номиналов напряжения.

Выбор предохранителей производится по:

- 1) напряжению $U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$;
- 2) току предохранителя (основания) $I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$;
- 3) номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности

защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители также проверяются на соответствие времятоковых характеристик заданным условиям защищаемой цепи.

На ВН выбираем предохранители марки ПКТ 101-35-3,2-8 У1[8].

Номинальный ток предохранителя определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{ННтн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ННтн}}} ; \quad (62)$$

$$I_p = \frac{22}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,127 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для предохранителей на ВН представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для предохранителей на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3,2 \text{ А}$	$I_{\text{PMAK}} = 0,127 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

На НН выбираем предохранители марки ПКТ 101-10-5-12,5 У1.

Номинальный ток предохранителя:

$$I_p = \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,156 \text{ А}$$

Таблица 47 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для предохранителей на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 5 \text{ А}$	$I_{\text{PMAK}} = 0,156 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

4 ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ И ПЕРСОНАЛА ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

4.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 35 кВ «Племрепродуктор – Федоровка»

Типы опор на проектируемой линии определяются исходя из сечения подвешиваемых проводов, количества цепей, напряжения и условий прохождения трассы ВЛ.

На ВЛ напряжением 35 кВ ПС Племрепродуктор – ПС Федоровка до реконструкции использовались деревянные опоры, срок эксплуатации которых по состоянию на 2018 год 33 года. Это превышает срок полезного пользования. Была произведена замена деревянных опор на стальные, поскольку грунт в районе ПС Федоровка – глинистый и суглинистый. Подобный грунт может являться причиной выталкивания железобетонных опор. Стальные опоры надежны, долговечны, удобны в транспортировке. Была выбрана промежуточная стальная двухцепная опора с тросостойкой типа ПЗ5-2Т и анкерная опора типа УЗ5-2Т+5 с тросостойкой и подставкой высотой 5 м.

Для крепления проводов на опоре, а также для изоляции от нее применяются изоляторы. Производим смену фарфоровых изоляторов на полимерные изоляторы ЛК 70/35-III УХЛ1, натяжные болтовые зажимы марки НБ-2-6А для анкерных опор и поддерживающие глухие зажимы марки ПГ-2-11А для промежуточных опор[1].

Согласно ПУЭ, воздушные линии 35 - 750 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине. Защита реконструируемой линии электропередачи 35 кВ осуществляется тросами типа МЗ-8,0-В-ОЖ-Н-Р[13].

Перенапряжением принято называть всякое кратковременное значительное повышение напряжения.

Грозоупорность линии характеризуется таким показателем, как число ее грозových отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);
- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр}, \quad (63)$$

где $h_{тр}$ – высота подвеса троса на опоре;

$f_{тр}$ – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{тр} = h_{пр}^H - h_{г}, \quad (64)$$

где $h_{тр}$ – высота подвеса троса, $h_{тр} = 22,9$ м;

$h_{г}$ – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля),

$h_{г} = 7$ м; [16]

$h_{пр}^B$ – высота подвеса верхнего провода, $h_{пр}^B = 20$ м;

$h_{пр}^H$ – высота подвеса нижнего провода, $h_{пр}^H = 14$ м;

$h_{тр(пр)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{тр(пр)} = 2,9$ м.

$$f_{тр} = 14 - 7 = 7 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 22,9 - \frac{2}{3} \cdot 7 = 18,22 \text{ м}$$

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд)[6].

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{оп} = 4 \cdot N - \frac{h_{тр}}{l_{пр}}, \quad (65)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии, и т.к. $h_{cp} < 30$ м то определяется по формуле:

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{тр,тр}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (66)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{г.д}, \quad (67)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 40 = 2,$$

$$N = 0,2 \cdot 2 \cdot \left(\frac{2}{2} + 5 \cdot 18,22 - \frac{2 \cdot 18,22^2}{30} \right) = 28$$

$$N_{оп} = 4 \cdot 28 - \frac{22,9}{150} = 17,1$$

Определяем вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{оп} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (68)$$

где $I_{кр}$ – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{отв}^2 \cdot L_0 \cdot h_{оп}}{\tau_\phi} + \frac{M_0 \cdot h_{оп}}{\tau_\phi}}, \quad (69)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 350$ кВ [16];

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры (при удельном сопротивлении грунта 100-500 Ом·м) $R_u = 30$;

где $K_{отв}$ – коэффициент ответвления тока в опору 0,85-0,95;

L_0 – индуктивность на единицу высоты опоры 0,5-0,7 мкГн/м, h

$h_{оп}$ – высота опоры, включая тросостойку, м;

M_0 – коэффициент взаимной индукции между каналом молнии и телом опоры 0,2 мкГн/м;

τ_ϕ – длительность фронта эквивалентной волны тока молнии 0,2 мкс;

$$I_{кр} = \frac{350}{30 + \frac{0,95^2 \cdot 0,7 \cdot 22,9}{2} + \frac{0,2 \cdot 22,9}{2}} = 8,86 \text{ кА},$$

$$P_{оп} = e^{-0,04 \cdot 8,86} = 0,029.$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = (0,92 \cdot \frac{U}{I_{разр}} - 6) \cdot 10^{-2}, \quad (70)$$

где U – длительное наибольшее рабочее напряжение, для 35 кВ: $U = 40,5$ кВ;

$I_{разр}$ – длина разрядного пути, $I_{разр} = 0,67$ м [16].

$$\eta = (0,92 \cdot \frac{40,5}{0,67} - 6) \cdot 10^{-2} = 0,5.$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{оп} = N_{оп} \cdot P_{оп} \cdot \eta, \quad (71)$$

$$n_{оп} = 17,1 \cdot 0,03 \cdot 0,5 = 0,248.$$

2) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту [6].

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{пр} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (72)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D}} \cdot \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{тр.сп} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right), \quad (73)$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{ном} \cdot \frac{h_{тр.сп}}{\Delta h} \left(\frac{U_{ном}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{сп}}{r_{пр}}\right)} \right), \quad (74)$$

ΔS - горизонтальное смещение провода относительно троса, равное 1 м;

$$D = 1 + 35 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{22,9}{3} \left(\frac{(35 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{3 \cdot 1 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 18,23}{6,75}\right)} \right) = 1,008,$$

Угол тросовой защиты α найдем по формуле:

$$\alpha = \text{artg}\left(\text{tg} \frac{\Delta S}{\Delta h}\right), \quad (75)$$

$$\alpha = \text{artg}\left(\text{tg} \frac{1}{3}\right) = 19,1^\circ,$$

$$P_\alpha = e^{\frac{1}{1,008}} \cdot \left(\frac{0,55}{3} \cdot \sqrt{19,1 \cdot 22,9 \cdot 1} - \frac{9}{1,008} \right) = 6,33 \cdot 10^{-3}$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту определяется как:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z_{\text{кор.пр}} \cdot \eta}, \quad (76)$$

где $z_{\text{кор.пр}} = 210$ Ом – волновое сопротивление коронирующего провода;

$U_{50\% 50\%}$ – разрядное напряжение при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$U_{50\%} = U_{50} \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot I_{\text{раз}}) \cdot (I_{\text{раз}} - 3)}), \quad (77)$$

$$U_{50\%} = 175 \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot 0,665) \cdot (0,665 - 3)}) = 160,6 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot 160,6}{210 \cdot 0,5} = 3,06 \text{ кА}$$

Определяем вероятность обратного перекрытия линейной изоляции по формуле:

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}}, \quad (78)$$

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot 3,06} = 0,885.$$

Определим число прорывов молнии на провод:

$$N_{\text{пр}} = 28,001 \cdot 6,33 \cdot 10^{-3} = 0,177,$$

Определим удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta, \quad (79)$$

$$n_{np} = 0,177 \cdot 0,885 \cdot 0,5 = 0,079.$$

3) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета [6].

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (80)$$

где c – скорость света, $c = 300 \text{ м/мкс}$

$$v = 300 \cdot 0,792 = 237,46 \text{ м/с}$$

Коэффициент затухания электромагнитной волны β , определяется по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{cp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{cp}}{r_{np}}}}, \quad (81)$$

где E_{cp} – средняя напряженность электрического поля для равнин, $E_{cp} = 700 \text{ кВ/м}$;

r_{np} – радиус провода, равный $0,00675 \text{ м}$:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 18,23 \cdot 700}{350}}{\ln \frac{2 \cdot 18,23}{0,00675}}} = 0,792,$$

Найдем волновое сопротивление Z_{np} троса по формуле:

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp}}{r_{np}} \cdot \beta \cdot \frac{1}{n^2} \right), \quad (82)$$

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 18,23}{0,00675} \cdot 0,792 \cdot \frac{1}{2^2} \right) = 102,05.$$

Определим электромагнитный коэффициент связи k , по формуле:

$$k = \frac{k_r}{\beta}, \quad (83)$$

где k_r – геометрический коэффициент связи равный $0,19$;

$$k = \frac{0,19}{0,792} = 0,24$$

Определим критическую крутизну фронта тока молнии $a_{кр}$:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{сп}^{max} \cdot \Delta h \cdot v}{z_{пр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (84)$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 700 \cdot 3 \cdot 237,46}{102,05 \cdot (1 - 0,24) \cdot 150} = 85,74 \text{ кВ/мкс.}$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета определяется по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta, \quad (84)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос;

$P_{тр}$ – вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод определяется по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}, \quad (85)$$

где $I_{кр}$ – критическое значение тока молнии, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{\alpha_{кр} \cdot r_{пр} \cdot l_{прол} \cdot k}{2 \cdot v \cdot R_u}, \quad (86)$$

$$I_{кр} = \frac{85,74 \cdot 0,00675 \cdot 150 \cdot 0,24}{2 \cdot 237,46 \cdot 30} = 1,462 \cdot 10^{-3} \text{ кА.}$$

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot 85,74} = 1,05 \cdot 10^{-3}$$

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{тр} = N - N_{пр} - N_{оп}, \quad (87)$$

$$N_{тр} = 28,001 - 0,177 - 17,1 = 10,724,$$

$$n_{тр} = 10,724 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5 = 5,634 \cdot 10^{-3}.$$

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС 35 кВ из-за разрядов в ОРУ, год:

$$T_{\text{ПВ}} = \frac{1}{N_{\text{ПВ}}}, \quad (88)$$

где $N_{\text{ПВ}}$ - число перекрытий при прямых ударах молнии, определяется по формуле

$$N_{\text{ПВ}} = P_0 \cdot (A_1 + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (B_1 + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta \cdot P_{\alpha} \cdot P_{\text{пр}} + n_{\text{ОП}} \cdot P_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-6}, \quad (89)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю;

A_1 и B_1 - длина и ширина ОРУ, соответственно равная 48 и 36 м;

$R_{\text{экв}}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого сооружения на ОРУ, в нашем случае $h_c = 7,85$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{\text{экв}}$ выглядит следующим образом:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (90)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 7,85 - \frac{2 \cdot 7,85^2}{30} = 35,142 \text{ м.}$$

η и $n_{\text{ОП}}$ - вероятности перехода импульсного перекрытия изоляции в дугу тока промышленной частоты, соответственно при разрядах молнии в РУ, минуя молниеотводы (прорыв в зону) и при обратных перекрытиях, равное 0,5;

P_{α} - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниезащиту;

$P_{\text{пр}} = 0,885$ - вероятная доля опасности грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственных грозовых разрядах в ошиновке ОРУ.

Суммарное удельное число отключения линии при ударе молнии, определяется по формуле:

$$n_{\text{вл}} = n_{\text{ОП}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}}, \quad (91)$$

$$n_{\text{вл}} = 0,248 + 5,634 \cdot 10^{-3} + 0,079 = 0,332.$$

Нормативное удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту согласно: $n_{\text{пр}}^{\text{норм}} = 0,5$. Расчетное значение удельного

числа отключения линии равное 0,332 меньше нормативного, следовательно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

$$N_{\text{пв}} = 2 \cdot (48 + 2 \cdot 35,142) \cdot (36 + 2 \cdot 35,142) \cdot (0,5 \cdot 6,33 \cdot 10^{-6} \cdot 0,885 + 0,248 \cdot 0,029) \cdot 10^{-6} = 2,508 \cdot 10^{-4}$$

Для проверки эффективности грозозащиты определяем среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ОРУ:

$$T_{\text{пв}} = \frac{1}{2,224 \cdot 10^{-4}} = 3988 \text{ лет}$$

Для нормального функционирования сети 35 кВ эта цифра должна быть не менее 1000 лет[1].

4.2 Расчет заземления подстанции Федоровка

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй посредством заземляющего устройства. Такое заземление называется защитным, поскольку его целью является защита от опасных напряжений прикосновения обслуживающего персонала.

В электроустановках заземляются корпуса аппаратов, трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитовпультгов, шкафов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Заземление, предназначенное для создания нормальных и безопасных для персонала условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Без рабочего заземления нарушается режим работы электроустановки, или аппарат не может выполнить своих функций.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита: искровые промежутки, разрядники, нелинейные ограничители

перенапряжений, стержневые и тросовые молниеотводы, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным. Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. В качестве таких заземлителей применяют водопроводные трубы; металлические и железобетонные конструкции зданий, находящиеся в соприкосновении с землёй; свинцовые оболочки кабелей.

В соответствии с правилами устройств электроустановок, все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 4 \text{ Ом}$ [1].

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм (площадь сечения – $F_{\text{пол}} = 160 \text{ мм}^2$), уложенную на глубину $h_3 = 2 \text{ м}$. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d = 15 \text{ мм}$ ($F_{\text{пр}} = 176,6 \text{ мм}^2$) и длиной $l_B = 5 \text{ м}$.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{\text{вл}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}), \quad (92)$$

где $S_{\text{ср}} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0$;

$T = 240 \text{ мес.}$ – время использования заземлителя (20 лет);

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта.

$$S_{cp} = 0,26 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + a(-0,00104)_1 \cdot 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2$$

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,67$$

мм².

$$F_{вл} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (15 + 0,67) = 32,97 \text{ мм}^2,$$

$$F_{пр} = 176,6 > F_{кор.мин} = 32,97 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{кор.г.мин} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (93)$$

$$F_{кор.г.мин} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,36 + 0,67) = 27,42 \text{ мм}^2.$$

$$F_{пол} = 160 > F_{кор.г.мин} = 27,42 \text{ мм}^2;$$

2) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор.мин} + F_{т.с.мин}, \quad (94)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 176,6 \geq (F_{кор.в.мин} + F_{т.с.мин}), \quad (95)$$

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 176,6 \geq (32,97 + 58,9) = 91,88 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{пол} = 160 \geq (F_{кор.г.мин} + F_{т.с.мин}), \quad (96)$$

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 160 \geq (27,42 + 58,9) = 86,3 \text{ мм}^2.$$

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование[6].

Размер площади ПС «Федоровка», используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к

оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5), \quad (97)$$

где $A_1 = 48$ – ширина территории, занимаемой заземлителем, м;

$B_1 = 36$ – длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S_1 = (48 + 2 \cdot 1,5) \cdot (36 + 2 \cdot 1,5) = 1989 \text{ м}^2$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1г} = \frac{2 \cdot S_1}{a_г} \text{ м.} \quad (98)$$

где $a_г = 6$ – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{1г} = \frac{2 \cdot 1989}{6} = 663$$

Определим число горизонтальных ячеек по стороне A_1 и B_1 :

$$m_{A1} = \frac{A_1}{a_г}, \quad (99)$$

$$m_{A1} = \frac{48}{6} = 8 \text{ ячеек по стороне } A_1,$$

$$m_{B1} = \frac{B_1}{a_г}, \quad (100)$$

$$m_{B1} = \frac{36}{6} = 6 \text{ ячеек по стороне } B_1.$$

Принимаем $m_{A1} = 8$; $m_{B1} = 6$.

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной $\sqrt{S_1} = 44,598$ м. В этом случае число ячеек:

$$m_1 = \frac{L_{1г}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (101)$$

$$m_1 = \frac{663}{2 \cdot 44,598} - 1 = 6,433.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (102)$$

$$L_{\text{Г,расч}} = 2 \cdot 44,598 \cdot (7 + 1) = 713,571 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в.1}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_{\text{в}}}, \quad (103)$$

$$n_{\text{в.1}} = \frac{4 \cdot 44,598}{6} = 28,732,$$

где $a_{\text{в}} = 6$ – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимаем $n_{\text{в.1}} = 29$ электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (104)$$

где $h_{1\text{э}} = l_{\text{в}} + h_3 = 5 + 2 = 7$ м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 30$ Ом·м, $h_1 = 6$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём);

$\rho_2 = 70$ Ом·м, $h_2 = 8$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (суглинки).

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{7}{\frac{6}{30} + \frac{8}{70}} = 22,273 \text{ Ом·м.}$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{СТ.1}} = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{\text{Г}} + n_{\text{в.1}} \cdot l_{\text{в}}} \right), \quad (105)$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_{\text{в}} / \sqrt{S_1}$ и равный 0,4.

$$R_{\text{СТ.1}} = 22,273 \cdot \left(\frac{0,40}{37,832} + \frac{1}{713,571 + 29 \cdot 5} \right) = 0,228 \text{ Ом.}$$

Для определения импульсного сопротивления рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (106)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 44,598}{(22,273 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,333,$$

$$R_{и.1} = R_{\text{СТ.1}} \cdot \alpha_{и}, \quad (107)$$

$$R_{и.1} = 0,272 \cdot 1,333 = 0,304 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление подстанции не превышает 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ[13].

4.3 Расчет молниезащиты подстанции «Федоровка»

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Стержневые молниеотводы – наиболее часто применяемый тип молниеотводов, представляющий собой конструкцию, состоящую из молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Также используются тросовые молниеотводы в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода[6].

Защитное действие молниеотвода основано на таком свойстве молнии, как поражение наиболее высоких и хорошо заземленных металлических сооружений. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода,

обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Вся территория проектируемых подстанций должна быть защищена от прямых ударов молнии.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях[6].

Защита подстанции Федоровка от прямого удара молнии осуществляется двумя молниеотводами, установленными на отдельно стоящих конструкциях. Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой $h_x = 7,85$ м.

Расстояние между молниеотводами 1 – 2 равно 32,45 м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (108)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м.}$$

где h – высота молниеотводов 24 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,248 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2 \cdot h$, $r_0 = r_{C0}$ м, что соответствует данному случаю:

$$r_{C0} = r_0 = 25,248 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 2-4:

$$h_{\text{сг}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (110)$$

$$h_{\text{сг}} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (32,45 - 24) = 18,903 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта $h_x = 7,85$ м:

$$r_{\text{сх}} = r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{сг}} - h_x}{h_{\text{сг}}} \right), \quad (111)$$

$$r_{\text{сх}} = 25,248 \cdot \left(\frac{18,903 - 7,85}{18,903} \right) = 14,763 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (112)$$

$$r_x = 25,248 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{20,4} \right) = 25,532 \text{ м.}$$

Как видно по плану (лист графической части 5) система молниеотводов полностью защищает территорию подстанции на уровне земли от прямых ударов молнии. На высоте 7,85 метров все элементы на подстанции находятся внутри соответствующих зон защиты.

Подробный расчет приведен в приложении В. Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе 5 графической части.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейная защита – комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Организация действий средств релейной защиты осуществлена по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений устройства релейной защиты должны выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов короткого замыкания.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

В прошлом, до 2000-х гг. в качестве защит оборудования на подстанциях применялись исключительно устройства РЗиА электромеханического типа, которые построены на реле электромеханического принципа работы. В современное время, при появлении устройств РЗиА нового поколения – микропроцессорных терминалов защит, управления и автоматики оборудования, старые электромеханические реле постепенно заменяются ими[11].

В данной ВКР будут рассмотрены и установлены современные комплекты микропроцессорных защит. Преимущества современных устройств РЗиА:

1. Точность. Стандартные конфигурации можно с максимальной точностью настроить для реальных условий, учесть все возможные нюансы, выбрать нужные функции.

2. Контролируемость. Существенным преимуществом микропроцессорных защит является удобство контроля над режимом работы оборудования, в том числе и ликвидации возникших аварийных ситуаций

3. Компактность. Например, для реализации защиты, автоматики, управления оборудованием линии 220 кВ необходимо монтировать сложную схему из множества электромеханических реле, которые едва помещаются на одну релейную панель. Микропроцессорный терминал защит имеет небольшие габаритные размеры, на одной панели релейной защиты и автоматики которого можно разместить два терминала защит и соответствующие ключи для управления выключателями линий;

4. Память. Если для защит линии используются микропроцессорные устройства, то в случае отключения выключателя от защит или в случае работы автоматики, в памяти устройства фиксируется время срабатывания, наименования сработавшей защиты или элемента автоматики линии, а также приводятся электрические параметры в доаварийный, аварийный и послеаварийный периоды. Благодаря данному функционалу, можно точно восстановить картину произошедшего, что очень важно в случае возникновения больших аварий, несчастных случаев в энергетике.

Рассмотрим основные комплексы защит, устанавливаемых для линий 35 кВ и трансформаторных подстанций с двухсторонним питанием. Для защиты линий предусмотрены следующие виды защит:

- Дистанционная защита;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- Трехфазное АПВ;
- Контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Так как применяются микропроцессорная защита, то все перечисленные виды защит находятся в одном комплекте защиты.

Также необходимо выбрать устройства защиты трансформатора. В качестве примера в данной ВКР будет рассмотрена релейная защита трансформатора.

При разработке релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы, к которым относятся:

- а) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- б) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- в) витковых замыканий в обмотках;
- г) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- д) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- е) понижения уровня масла;
- з) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции Федоровка, принят шкаф защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, который включает в себя:

- Дифференциальная защита трансформатора с торможением;
- Максимальная токовая защита;
- Газовая защита трансформатора;
- Газовая защита устройства РПН;
- Защита от перегрузки.

Как правило, одновременно реализуются не все виды защит. Так, в данной ВКР трансформатор будет защищен максимальной токовой защитой, газовой защитой трансформатора и защитой от перегрузки.

5.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Федоровка

Силовые трансформаторы на подстанции защищаются шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

ШЭ2607 148 реализован на базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и БЭ2704. Он предназначен для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ[24].

5.2.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора

Основные данные трансформатора:

Напряжение обмотки ВН: $U_{НОМ.ВН} = 36,75$ кВ;

Напряжение обмотки НН: $U_{НОМ.НН} = 10,5$ кВ.

Номинальный ток первичной обмотки защитного трансформатора тока для ВН и НН – 300 и 600 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60,$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{600}{5} = 120.$$

Номинальная мощность стороны ВН берется на 0,1 больше, тогда:

$$S_{НОМ.ВН} = 10000,1; S_{НОМ.НН} = 10000$$

Номинальный ток стороны высшего напряжения:

$$I_{НОМ.ВН} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157,104 \text{ А},$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{НОМ.НН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,857 \text{ А}.$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}, \tag{114}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{157,104}{60} = 2,618 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \leq 4$$

где $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,618}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}}, \quad (115)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{549,857}{120} = 4,582 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.НН}}}{I_{\text{НОМ.Т.НН}}} \leq 4$$

где $I_{\text{НОМ.Т.НН}}$ – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{4,582}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{НОМ.ОПОРНОЕ}} = 157,104 \text{ А}.$$

5.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ НН резервирует защиты присоединений, отходящих от секций НН, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к ТН со стороны СН и НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.

Расчет параметров срабатывания максимального измерительного органа тока:

1. МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (116)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, 1,2;

$K_{\text{СЗП}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}} = 157,104$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 157,104 = 396,894 \text{ А};$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{СЗ.ПРЕД}}, \quad (117)$$

где $I_{\text{СЗ.ПРЕД}}$ – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{\text{ТОК}}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{УСТАН.ЗАЩ}}}{I_{\text{СМЕЖ}}}, \quad (118)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{18933} = 0,03,$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq 1,1 \cdot 0,03 \cdot 4900 = 161,7 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ВН-НН}}}{I_{\text{СЗ.ВН}}}, \quad (119)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{161,7} = 3,53 > 1,2 \text{—чувствительность обеспечивается.}$$

Окончательное значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается $I_{\text{СЗ.ВН}} = 400 \text{ А}$.

2. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (120)$$

где $K_{\text{ТТ.ВН-НН}}$ —коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 3,5 \cdot 549,857 = 1925 \text{ А.}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}}; \quad (121)$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 1925 = 4862 \text{ А;}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 4900 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{\text{СЗ.НН}}}, \quad (122)$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{18933}{4900} = 3,86 > 1,2 \text{—чувствительность}$$

обеспечивается.

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 4900 А.

5.2.3 Защита от перегрузки

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени $(7 \div 9)$ с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (123)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ —коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{В}}$ —коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}$ —первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 157,104 А;

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 157,104 = 173,64 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 174 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $T_{\text{СЗ}} = 9,5$ с.

2. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}; \quad (124)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 3,5 \cdot 157,104 = 549,864 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 549,864 = 607,744 \text{ А}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 608 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $T_{\text{СЗ}} = 9,5$ с.

5.2.4 Газовая защита трансформатора

Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН используется как чувствительная защита от внутренних повреждений. Выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимается микропроцессорной

защитой. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления. Для трансформаторов с номинальной мощностью 6300 кВА и выше установка газовой защиты обязательна.

5.3 Автоматика на ПС Федоровка

На ПС принят следующий объем автоматизированного управления:

- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 10 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- работа отопления зданий;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- включение и отключение силовых трансформаторов 35/10 кВ, линий 10 кВ.

Электропитание систем управления и автоматики осуществляется со щита постоянного тока.

Сигнализация на ПС предусмотрена в следующем объеме:

- световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:
 - основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы;
 - индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
 - резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью экономического расчета является расчет эффективности инвестиций в часть реконструируемой сети. Реконструкция сети напряжением 35 кВ в районе ПС Федоровка заключалась в смене деревянных опор на решетчатые стальные, замене устаревшего оборудования на новое, рассчитанное на большие мощности в связи со значительным повышением нагрузки.

Для этого были произведены расчеты затрат на реализацию проекта, определены источники инвестиций и жизненный цикл объекта. Результатом проделанной работы является расчёт экономической эффективности инвестиций и подведение выводов об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

6.1 Устанавливаемое оборудование

При реконструкции подстанции ПС «Федоровка» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 49[21].

Таблица 49 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 2000 г.)
Трансформатор	ТМН -6300/35/10	2	2800
Выключатель ВН	ВВ/TEL-35	3	200
Выключатель НН	ВВ/TEL-10	3	90

Повышение нагрузки на ПС Федоровка не привело к недопустимой токовой перегрузке ЛЭП, поэтому замена проводов не требуется. В то же время, срок службы двухцепной ЛЭП ПС Племярепродуктор – ПС Федоровка по состоянию на 2018 год составляет 33 года, что существенно превышает срок полезного пользования оборудованием. Таким образом, необходима замена деревянных опор на стальные. Стоимость опор приведена в таблице 50[21].

Таблица 50 – Параметры ВЛ 35 кВ

ВЛ	Марка провода/ количество цепей	Длина линии, км	Тип опоры	Цена на 1 км. линии, тыс.руб. (цены на 2000 г.)
ПС Племрепродуктор – ПС Федоровка	АС – 95/16 / 2	4,75	Стальная	1200

6.2 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для электрических сетей:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}} ; \quad (125)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс.руб.;

$K_{\text{ПС}}$ - капиталовложение на строительство подстанций, тыс.руб.

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж[21].

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Поскольку ЛЭП Племрепродуктор – Федоровка существовала до реконструкции, такие стоимостные показатели, как затраты на постоянного отвод земли и освоение земель под строительство в расчете капиталовложений в строительство ЛЭП учитываться не будут.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma} = \Sigma L_{\text{ВЛ}\Sigma} \cdot K_{\text{уд}} \cdot K_{\text{р}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{проч}} ; \quad (126)$$

где $K_{\text{инф}} = 5,17$ – коэффициент инфляции по Хабаровскому краю[23];

$K_{\text{уд}}$ – удельная стоимость 1 км линии;

$K_{\text{р}} = 1,4$ – предельный территориальный повышающий коэффициент для Хабаровского края[23];

$K_{\text{проч}} = 1,125$ – прочие затраты на сооружение ВЛ, включая временные здания и сооружения, строительный контроль;

$$K_{\text{ВЛ}} = 4,75 \cdot 1200 \cdot 5,17 \cdot 1,4 \cdot 1,125 = 4,641 \cdot 10^4 \text{ тыс. руб.}$$

В капитальные вложения на реконструкцию подстанций входят: приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН и НН, затраты на монтаж и наладку а также на демонтаж. Поскольку ПС Федоровка существовала до реконструкции, то затраты на отвод земли под строительство не учитываются.

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

В данной сети не предусмотрены за ненадобностью средства компенсации реактивной мощности. Соответственно, в экономическом расчете реконструируемой сети они не учитываются.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{\text{ПС}\Sigma} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}}) \cdot K_{\text{зат}} \cdot K_{\text{р}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{кор}} ; \quad (127)$$

где $K_{\text{зат}}=1,1$ – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$K_p=1,4$ – районный коэффициент;

$K_{\text{кор}} = \frac{5,17}{5,17}$ – коэффициент коррекции;

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество вакуумных выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{\text{ОРУ}} = K_{\text{РУ}} + \Sigma C_{\text{ОРУ}} \cdot n_{\text{выкл}} + K_{\text{КРУН}} + K_{\text{пост}} + \Sigma K_{\text{д}}; \quad (128)$$

где $K_{\text{РУ}}$ – стоимость распределительного устройства (без выключателей);

$n_{\text{выкл}}$ – суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{\text{ОРУ}}$ – цена одной ячейки выключателя ОРУ (на 35 кВ – 200 тыс. руб.);

$K_{\text{КРУН}}$ – стоимость КРУН на стороне НН трансформатора. В КРУН встроены выключатели присоединений, ТСН, ТТ и ТН.

$K_{\text{КРУН}} = 1300$ тыс.руб.

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат на сооружение ПС – отчисления на средства связи и телемеханики, водоснабжение, освещение и прочее. Зависят от типа РУ.

$K_{\text{пост}} = 7000$ тыс. руб.

$\Sigma K_{\text{д}}$ – затраты на демонтаж оборудования, для выключателей 35 кВ равные 2 тыс. руб. при не подлежащем к дальнейшему использованию оборудовании, при его разборке и резке на части:

$K_{\text{ОРУ}} = 18500 + 200 \cdot 3 + 1300 + 7000 + 3 \cdot 2 = 27406$ тыс. руб.

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{\text{ТР}} = \sum C_{\text{ТР}i} \cdot n_{\text{ТР}} + K_{\text{д}}; \quad (129)$$

где $C_{\text{ТР}i}$ – цена одного трансформатора;

$n_{\text{ТР}}$ – количество силовых трансформаторов;

$K_{\text{д}}$ – затраты на демонтаж трансформатора, с учетом того, что трансформаторы предназначены в лом, с разборкой и резкой, затраты на демонтаж равны 9,4 на 1 трансформатор[21];

$$K_{\text{ТР}} = 2800 \cdot 2 + 2 \cdot 9,4 = 5618,8 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на реконструкцию подстанции Федоровка определяются, тыс. руб.:

$$K_{\text{ПС}\Sigma} = (27406 + 5618,8) \cdot 1,1 \cdot 1,4 \cdot 5,17 \cdot \frac{5,17}{5,17} = 295600$$

Вычисляем суммарное капиталовложение на сооружение сети: $K_{\Sigma} = K_{\text{ВЛ}\Sigma} + K_{\text{ПС}\Sigma}$;

$$K_{\Sigma} = 46410 + 295600 = 341955 \text{ тыс. руб.}$$

6.3 Расчет амортизационных отчислений

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

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

$$I_{\text{ам}} = \sum K_i \cdot \alpha_{\text{ам}i}; \quad (130)$$

где $\alpha_{\text{ам}i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го года основных средств.

$$\alpha_{амі} = \frac{1}{T_{сл}}; \quad (131)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период, где $T_{сл} = 20$ лет;

Срок полезного использования устанавливается для каждого вида ОФ при принятии их к бухгалтерскому учету, а также может быть определен в паспорте оборудования.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$И_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}; \quad (132)$$

$$И_{ам} = \frac{341955}{20} = 17100$$

Таблица 51 – Капиталовложения и амортизационные отчисления в проектируемую сеть

Наименование объекта	Полная стоимость тыс. руб.	Амортизация тыс. руб.
Линии	46414	14779
Подстанции	295582	2321
Итого	341955	17100

Инвестиционный проект по своему масштабу относится к особо крупному, потому что для его реализации требуются свыше 1 млрд. руб.

6.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может

привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

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

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$И = И_{P.O.} + И_{ам} + И_{\Delta W}; \quad (133)$$

где $И_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

$И_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию;

$И_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$И_{P.O.} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}; \quad (134)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,8\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ;

$\alpha_{P.O.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (135)$$

где ΔW – потери электроэнергии.

Стоимость удельных потерь принимается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, принимаем[23]:

$$C_{\Delta W} = 2990 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС}; \quad (136)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери мощности в ВЛ (нагрузочные и условно-постоянные);
 $\Delta W_{\text{ТС}}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные).

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.З}}^2 + Q_{\text{нескЭФ.З}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{З}} + \frac{P_{\text{ЭФ.Л}}^2 + Q_{\text{нескЭФ.Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{Л}}; \quad (137)$$

где $P_{\text{ЭФ.З}}$ $Q_{\text{нескЭФ.З}}$ $P_{\text{ЭФ.Л}}$ $Q_{\text{нескЭФ.Л}}$ – потоки эффективной активной и некомпенсированной реактивной мощностей, текущих по линии зимой и летом;

$T_{\text{З}}, T_{\text{Л}}$ – количество зимних и летних часов;

$R_{\text{ВЛ}}$ – сопротивление линии;

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = 110,542 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Условно-постоянные потери электроэнергии в ЛЭП определяются потерями на корону, вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КОР}} = \Delta W_{\text{уд.кор}} \cdot L_{\text{ТР.ВЛС}} \cdot T_{\text{Г}}; \quad (138)$$

где $\Delta W_{\text{уд.кор}}$ - удельные потери на корону на 1 км линии, кВт/км;

$L_{\text{ТР.ВЛС}}$ - суммарная длина трассы всех линий в схеме, км;

$T_{\text{Г}}$ - количество часов в году, ч;

$$\Delta W_{\text{КОР}} = 0,008 \cdot 2,5 \cdot 8760 = 175,2 \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (139)$$

Находим суммарные потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{КОР}}; \quad (140)$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 110,542 + 175,2 = 285,742 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери XX) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{TP} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{нескЭФ.з}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{нескЭФ.л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{XX} \cdot T_{\text{Г}} ; \quad (141)$$

где $P_{\text{ЭФ.з}}$ $Q_{\text{нескЭФ.з}}$ $P_{\text{ЭФ.л}}$ $Q_{\text{нескЭФ.л}}$ – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери мощности холостого хода трансформатора;

$$\Delta W_{TP} = 508,359 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, тыс.руб.:

$$I_{P.O.} = 0,008 \cdot 46414 + 0,059 \cdot 295582 = 17810 ;$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС} ; \quad (142)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 285,742 + 508,359 = 794,101 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} ; \quad (143)$$

$$I_{\Delta W} = 791,101 \cdot 2,99 = 2374 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I = 17810 + 17100 + 2374 = 37284 \text{ тыс. руб.}$$

6.5 Определение себестоимости и ЧДД

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} ; \quad (144)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{\text{ср.з}} \cdot T_3 + P_{\text{ср.л}} \cdot T_{\text{л}}; \quad (145)$$

где $P_{\text{ср.л}}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{\text{ср.з}}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{\text{л}}$ – число часов летнего периода, час;

T_3 – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что зимний период насчитывает 6540 часов, а летний в свою очередь 2220 часов.

$$W = 7,59 \cdot 6540 + 4,56 \cdot 2220 = 59761,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{37284}{59761,8} = 0,624 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{I_{\Sigma} - I_{\Delta W}}{W}; \quad (146)$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{37284 - 2374}{59761,8} = 0,584 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

Таблица 52 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{\text{ам}}$	тыс. руб.	17 100
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{\text{р.о}}$	тыс. руб.	2 810
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	2 374
4	Затраты на полученную э/э	I_W	тыс. руб.	59 761

5	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	37 285
6	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	МВт·ч	59 761
7	Себестоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии	$C_{\Delta W}$	руб./ кВт·ч	2,99
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. Сети организации	$C_{перед}$	руб./ кВт·ч	0,624
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	C	руб/ кВт·ч	0,584

Для наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке 7 представлен этот график. Подробный расчет ЧДД приведен в приложении Г.

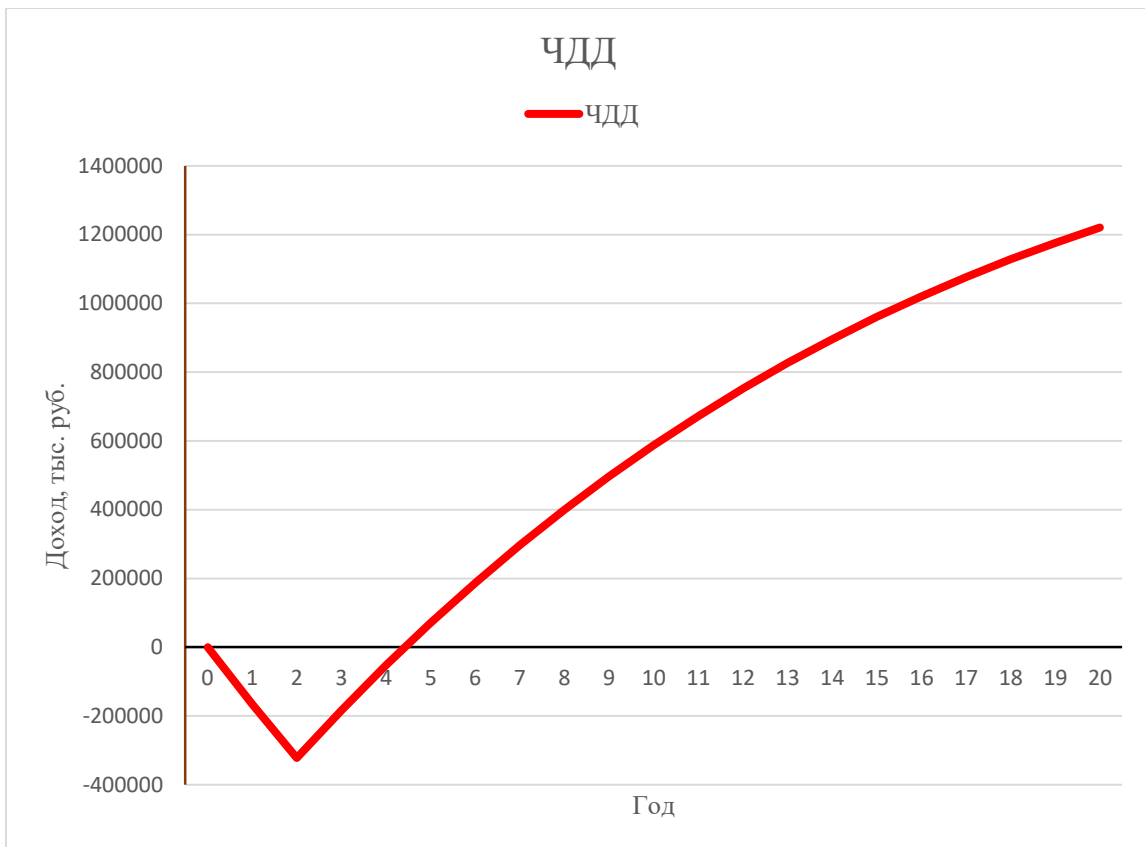


Рисунок 7 – ЧДД

Время строительства принято равным 2 годам, срок окупаемости проекта равен 4,5 года.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

7.1 Безопасность

Безопасность работ в КРУ и коммутационных аппаратах, обеспечивается проведением специальных мер.

Перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением должны быть выполнены следующие технические мероприятия:

1) отключены силовые цепи привода, цепи оперативного тока и цепи подогрева;

2) закрыты и заперты на замок задвижки на трубопроводе подачи воздуха в баки выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;

3) приведены в нерабочее положение груз или пружины включающие коммутационные аппараты;

4) вывешены плакаты "Не включать! Работают люди" на ключах дистанционного управления и "Не открывать! Работают люди" на закрытых задвижках.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока и силовые цепи привода, в цепи сигнализации и подогрева, а также подача воздуха в привод и на выключатель. Установку снятых предохранителей, включение отключенных цепей и открытие задвижек при подаче воздуха, а также снятие на время опробования плакатов "Не включать! Работают люди" и "Не открывать! Работают люди" осуществляет оперативный персонал или по его разрешению производитель работ. Дистанционно включать или отключать коммутационный аппарат для опробования разрешается лицу, ведущему наладку или регулировку, либо по его требованию оперативному работнику[12].

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным работником или по его разрешению - руководителем работ должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска к работе, указанные в пунктах 1 – 4.

Подъем на находящийся под рабочим давлением воздушный выключатель разрешается только при проведении испытаний и наладочных работ (регулировке демпферов, снятии виброграмм, подсоединении или отсоединении проводников от измерительных приборов, определении мест утечки воздуха и т.п.).

Подъем на отключенный воздушный выключатель с воздушнонаполненным отделителем, когда отделитель находится под рабочим давлением, запрещается во всех случаях.

Влагонепроницаемость (герметичность) воздушных выключателей проверяется при пониженном давлении в соответствии с заводскими инструкциями.

Перед подъемом на воздушный выключатель для испытаний и наладки необходимо:

- 1) отключить цепи оперативного тока;
- 2) заблокировать кнопку местного управления и пусковые клапаны (например, отсоединить воздухопроводные трубки, запереть шкафы и т.п.) либо поставить около выключателя проинструктированного члена бригады, который допускал бы к оперированию выключателем (после включения оперативного тока) только одного определенного работника по указанию руководителя работ.

Во время нахождения людей на воздушном выключателе, находящемся под давлением, прекращаются все работы в шкафах управления и распределительных шкафах.

Во время отключения и включения воздушных выключателей при опробовании, наладке и испытаниях присутствие людей около выключателей не допускается.

Команду на выполнение операций выключателем руководитель работ по испытаниям и наладке (или уполномоченный им член бригады) может подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие.

В КРУ с оборудованием на выкатываемых тележках запрещается без снятия напряжения с шин и их заземления проникать в отсеки ячеек, не отделенных сплошными металлическими перегородками от шин или от непосредственно соединенного с КРУ оборудования.

При работе в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить и шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат "Стоять! Напряжение". В отсеке вывесить плакат "Работать здесь!".

В КРУ, оснащенных заземляющими ножами, на присоединениях, схема которых исключает подачу напряжения с другой стороны, отсутствие напряжения перед включением этих ножей допускается проверять прослеживанием схемы в натуре.

При работах вне КРУ на отходящих ВЛ или КЛ или на подключенном к ним оборудовании тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа; верхнюю шторку или дверцы запереть на замок и вывесить плакаты "Не включать! Работают люди" или "Не включать! Работа на линии".

В шкафах КРУ при работах допускается:

1) при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей;

2) при отсутствии блокировки между заземляющими ножами и тележкой выключателя, а также заземляющих ножей в шкафах устанавливать тележку в промежуточное между контрольным и выкаченным положение при условии запираания ее на замок в этом положении. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для его опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не производятся или на этом присоединении наложено заземление в шкафу КРУ[13].

7.2. Экологичность

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

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

На ПС Федоровка установлены 2 трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла серии ТМН – 6300/35. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерен электромагнитный шум.

Электромагнитный шум в ТМ возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки ТМ в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника ТМ.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется

длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение[20].

Для проверки соблюдения норм, 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

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М)	6,3	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов[2].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора[20].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 87 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Федоровка» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 8).

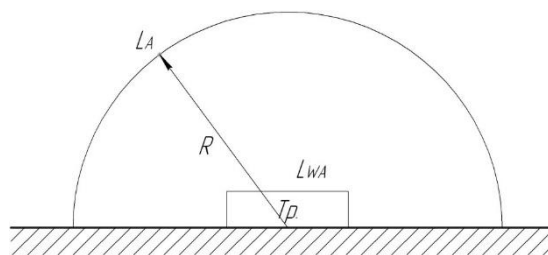


Рисунок 8 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (147)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (148)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 9. Расстояния R_1 , R_2 и l известны – $R_1=87$ м, $R_2=90$ м и $l=8$ м.

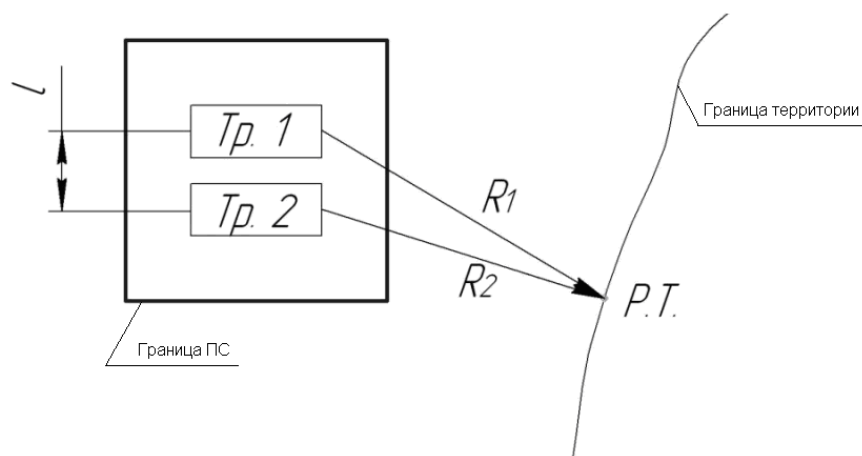


Рисунок 9 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Уровень шума, создаваемый каждым из трансформаторов, определяем по формулам:

$$L_{A1} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_1^2}{S_0}; \quad (149)$$

$$L_{A2} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R_2^2}{S_0}; \quad (150)$$

$$L_{A2} = 87 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 87^2}{1} = 40,228 \text{ дБА},$$

$$L_{A2} = 87 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 90^2}{1} = 39,933 \text{ дБА}.$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке определяется по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{Ai}}; \quad (151)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \times 40,228} + 10^{0,1 \times 39,933}) = 43,093 \text{ дБА}.$$

Соответствие создаваемого трансформаторами уровня шума санитарно-гигиеническим требованиям будет выполняться в случае соблюдения неравенства:

$$L_{A\Sigma} \leq ДУ_{L_A},$$

где $ДУ_{L_A}$ – допустимый уровень шума

$$43,093 < 45.$$

Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению

уровня шума не требуется.

7.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоемисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [Правила пожарной безопасности].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, но, поскольку единичная мощность трансформаторов на подстанции «Федоровка» менее 63 МВА, такая система пожаротушения не предусматривается.

С целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму. В данном случае, маслоприемник допускается выполнить без отвода масла,

поскольку масса масла в трансформаторе ТМН-6300/35 6,2 т. Согласно ПУЭ 7, при массе масла в трансформаторе до 20 тонн, маслоприемники допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемник такого типа должен выполняться заглубленной конструкции.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в аккумуляторном помещении предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении[13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР путем определения параметров режима электрической сети, была произведена реконструкция электрических сетей в районе подстанции Федоровка. Реконструкция заключалась в смене устаревшего оборудования подстанции и линий электропередачи на современное. Этому предшествовали расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования, установленного на ВН и НН подстанции.

Были рассчитаны грозоупорность ВЛ Племрепродуктор – Федоровка, заземление и молниезащита подстанции Федоровка.

Для защиты трансформатора при аварийных ситуациях была выбрана микропроцессорная защита в виде шкафа защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производителем которого является ООО «НПП «ЭКРА».

Был произведен экономический расчет капиталовложений, издержек и окупаемости проекта.

Были рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации КРУ и коммутационных аппаратов. Произведен расчет уровня шума, создаваемого трансформаторами ТМН-6300/35.

Исходя из проделанных расчетов, анализа состояния электрических сетей до и после реконструкции, можно привести следующие выводы:

1) Электроснабжение потребителей проводится при допустимой нагрузке оборудования.

2) Оборудование на подстанции Федоровка отвечает современным требованиям надежности.

3) Оборудование на ЛЭП и ПС защищено грозозащитными тросами и молниеотводами соответственно от разрушительных действий грозových перенапряжений.

4) Противоаварийная автоматика обеспечивает защиту эксплуатируемого оборудования в случае возникновения аварийных ситуаций.

5) При эксплуатации оборудования ПС, а также при нахождении на ПС обеспечивается безопасность проведения работ. В районе подстанции соблюдаются санитарно-гигиенические требования по уровню шума.

6) Расчет капиталовложений, издержек и дохода от реконструкции и эксплуатации ПС Федоровка показал, что проект окупается за 4,5 года, что делает проект привлекательным для инвесторов.

Таким образом, обоснована актуальность темы выпускной квалификационной работы: реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК» – «Хабаровские электрические сети» и показана выгода и необходимость вложения денежных средств в проект.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 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.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 6 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
- 7 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.
- 8 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 9 Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы / И.Н.Баширов, С.А.Портянков – М.: АО «Научно-технический центр Единой Энергетической Системы (Московское отделение)», 2017. – 492 с.
- 10 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.

11 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.

12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

13 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

14 Приказ Минэнерго России № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» от 23.06.2015 г.

15 РАО - ЭСВ. Ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 05.06.2012. – Режим доступа: <http://www.rao-esv.ru/> / дата обращения 20.04.2018.

16 Растрвин. Ру [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/> / дата обращения 20.02.2018.

17 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

18 Савина, Н.В. Системы электроснабжения. Учебно-методическое пособие / Н.В Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 124 с.

19 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

20 Тупов В.Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В.Б. Тупов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.

21 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

22 Хабаровск – климат [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014.
– Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/location/3451> / дата обращения 17.04.2018.

23 Энергетика Хабаровского края [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014. – Режим доступа: <https://energybase.ru/region/habarovskij-kraj> / дата обращения 02.05.2018.

24 ШЭ2607 148 ООО «НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014. – Режим доступа: <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/1017-she2607-148.html> / дата обращения 22.05.2018.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

Нагрузки ПС до реконструкции:

$P_{\text{срВод}} := 1.624$	МВт	$P_{\text{эфВод}} := 1.901$	МВт	$P_{\text{maxВод}} := 1.949$	МВт
$P_{\text{срПлем}} := 2.552$	МВт	$P_{\text{эфПлем}} := 2.987$	МВт	$P_{\text{maxПлем}} := 3.062$	МВт
$P_{\text{срФед}} := 6.264$	МВт	$P_{\text{эфФед}} := 7.334$	МВт	$P_{\text{maxФед}} := 7.517$	МВт
$P_{\text{срНов}} := 0.928$	МВт	$P_{\text{эфНов}} := 1.087$	МВт	$P_{\text{maxНов}} := 1.114$	МВт
$P_{\text{срВин}} := 0$	МВт	$P_{\text{эфВин}} := 0$	МВт	$P_{\text{maxВин}} := 0$	МВт

$Q_{\text{срВод}} := 0.65$	Мвар	$Q_{\text{эфВод}} := 0.761$	Мвар	$Q_{\text{maxВод}} := 0.78$	Мвар	$Q_{\text{нескВод}} := 1.2$	Мвар
$Q_{\text{срПлем}} := 1.021$	Мвар	$Q_{\text{эфПлем}} := 1.195$	Мвар	$Q_{\text{maxПлем}} := 1.225$	Мвар	$Q_{\text{нескПлем}} := 9.3$	Мвар
$Q_{\text{срФед}} := 2.506$	Мвар	$Q_{\text{эфФед}} := 2.933$	Мвар	$Q_{\text{maxФед}} := 3.007$	Мвар	$Q_{\text{нескФед}} := 4.2$	Мвар
$Q_{\text{срНов}} := 0.371$	Мвар	$Q_{\text{эфНов}} := 0.435$	Мвар	$Q_{\text{maxНов}} := 0.446$	Мвар	$Q_{\text{нескНов}} := 0.9$	Мвар
$Q_{\text{срВин}} := 0$	Мвар	$Q_{\text{эфВин}} := 0$	Мвар	$Q_{\text{maxВин}} := 0$	Мвар	$Q_{\text{нескВин}} := 0.3$	Мвар

Протяженность ЛЭП:

$l_{3.5} := 2.45$	км	$l_{17.19} := 3$	км	$l_{5.11} := 1.2$	км
$l_{6.7} := 9.6$	км	$l_{19.20} := 0.5$	км		
$l_{13.21} := l_{17.19} + l_{19.20} = 3.5$	км	$l_{19.26} := 4.15$	км		
$l_{21.22} := 4.75 - l_{13.21} = 1.25$	км	$l_{20.30} := 2.05$	км		

Расчет параметров схемы замещения

Расчет сопротивлений, проводимостей линий.

$r_{0.150.110} := 0.198$	Ом/км	$b_{0.150.110} := 2.7$	мкСм/км
$x_{0.150.110} := 0.42$	Ом/км		
$r_{0.120.35} := 0.249$	Ом/км	$b_{0.120.35} := 2.66$	мкСм/км
$x_{0.120.35} := 0.414$	Ом/км		
$r_{0.95.35} := 0.306$	Ом/км	$b_{0.95.35} := 2.61$	мкСм/км
$x_{0.95.35} := 0.421$	Ом/км		
$R_{3.5} := l_{3.5} \cdot r_{0.150.110} = 0.485$	Ом	$X_{3.5} := l_{3.5} \cdot x_{0.150.110} = 1.029$	Ом
$R_{6.7} := l_{6.7} \cdot r_{0.150.110} = 1.901$	Ом	$X_{6.7} := l_{6.7} \cdot x_{0.150.110} = 4.032$	Ом

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$R_{5.11} := l_{5.11} \cdot r_{0.150.110} = 0.238$	Ом	$X_{5.11} := l_{5.11} \cdot x_{0.150.110} = 0.504$	Ом
$R_{17.19} := l_{17.19} \cdot r_{0.95.35} = 0.918$	Ом	$X_{17.19} := l_{17.19} \cdot x_{0.95.35} = 1.263$	Ом
$R_{19.20} := l_{19.20} \cdot r_{0.95.35} = 0.153$	Ом	$X_{19.20} := l_{19.20} \cdot x_{0.95.35} = 0.211$	Ом
$R_{13.21} := l_{13.21} \cdot r_{0.95.35} = 1.071$	Ом	$X_{13.21} := l_{13.21} \cdot x_{0.95.35} = 1.474$	Ом
$R_{21.22} := l_{21.22} \cdot r_{0.95.35} = 0.383$	Ом	$X_{21.22} := l_{21.22} \cdot x_{0.95.35} = 0.526$	Ом
$R_{19.26} := l_{19.26} \cdot r_{0.120.35} = 1.033$	Ом	$X_{19.26} := l_{19.26} \cdot x_{0.120.35} = 1.718$	Ом
$R_{20.30} := l_{20.30} \cdot r_{0.95.35} = 0.627$	Ом	$X_{20.30} := l_{20.30} \cdot x_{0.95.35} = 0.863$	Ом

$B_{3.5} := l_{3.5} \cdot b_{0.150.110} = 6.615$	мкСм
$B_{6.7} := l_{6.7} \cdot b_{0.150.110} = 25.92$	мкСм
$B_{5.11} := l_{5.11} \cdot b_{0.150.110} = 3.24$	мкСм
$B_{17.19} := l_{17.19} \cdot b_{0.95.35} = 7.83$	мкСм
$B_{19.20} := l_{19.20} \cdot b_{0.95.35} = 1.305$	мкСм
$B_{13.21} := l_{13.21} \cdot b_{0.95.35} = 9.135$	мкСм
$B_{21.22} := l_{21.22} \cdot b_{0.95.35} = 3.262$	мкСм
$B_{19.26} := l_{19.26} \cdot b_{0.120.35} = 11.039$	мкСм
$B_{20.30} := l_{20.30} \cdot b_{0.95.35} = 5.35$	мкСм

Трансформаторы до реконструкции:

ПС Федоровка	ТМН – 4000/35	$S_{\text{тр.Фед}} := 4$
ПС Водозабор	ТДН – 10000/110	$S_{\text{тр.Вод1}} := 10$
ПС Водозабор	ТДН – 6300/110	$S_{\text{тр.Вод2}} := 6.3$
ПС Нов	ТМН – 2500/35	$S_{\text{тр.Нов}} := 2.5$
ПС Виноградовка	ТМН – 6300/35	$S_{\text{тр.Виног}} := 6.3$
ПС Племярепродуктор	ТДТН – 16000/110	$S_{\text{тр.Племр}} := 16$

Коэффициент загрузки при $n=2$:

$n := 2$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$$k_{зФедор} := \frac{\sqrt{P_{срФед}^2 + Q_{нескФед}^2}}{S_{тр.Фед} \cdot n} = 0.943$$

$$k_{зНов} := \frac{\sqrt{P_{срНов}^2 + Q_{нескНов}^2}}{S_{тр.Нов} \cdot n} = 0.259$$

$$k_{зВод} := \frac{\sqrt{P_{срВод}^2 + Q_{нескВод}^2}}{S_{тр.Вод1} \cdot n} = 0.101$$

$$k_{зВиног} := \frac{\sqrt{P_{срВин}^2 + Q_{нескВин}^2}}{S_{тр.Виног}} = 0.048$$

$$k_{зПлемреп} := \frac{\sqrt{P_{срПлем}^2 + Q_{нескПлем}^2}}{S_{тр.Племр} \cdot n} = 0.301$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{зФедорА} := \frac{\sqrt{P_{срФед}^2 + Q_{нескФед}^2}}{S_{тр.Фед}} = 1.885$$

$$k_{зНовА} := \frac{\sqrt{P_{срНов}^2 + Q_{нескНов}^2}}{S_{тр.Нов}} = 0.517$$

$$k_{зВодА} := \frac{\sqrt{P_{срВод}^2 + Q_{нескВод}^2}}{S_{тр.Вод1}} = 0.202$$

$$k_{зПлемрепА} := \frac{\sqrt{P_{срПлем}^2 + Q_{нескПлем}^2}}{S_{тр.Племр}} = 0.603$$

Нагрузки ПС после реконструкции:

$P_{срВод} := 2.291$ МВт	$P_{срПлем} := 13.38$ МВт	$P_{срФед} := 7.592$ МВт	$P_{срНов} := 1.595$ МВт	$P_{срВин} := 0.417$ МВт	$P_{срВод} := 2.682$ МВт	$P_{срПлем} := 15.67$ МВт	$P_{срФед} := 8.888$ МВт	$P_{срНов} := 1.867$ МВт	$P_{срВин} := 0.488$ МВт	$P_{maxВод} := 2.749$ МВт	$P_{maxПлем} := 16.059$ МВт	$P_{maxФед} := 9.11$ МВт	$P_{maxНов} := 1.914$ МВт	$P_{maxВин} := 0.5$ МВт
--------------------------	---------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	-----------------------------	--------------------------	---------------------------	-------------------------

$Q_{срВод} := 0.92$ Мвар	$Q_{срПлем} := 5.35$ Мвар	$Q_{срФед} := 3.04$ Мвар	$Q_{срНов} := 0.64$ Мвар	$Q_{срВин} := 0.17$ Мвар	$Q_{срВод} := 1.073$ Мвар	$Q_{срПлем} := 6.267$ Мвар	$Q_{срФед} := 3.555$ Мвар	$Q_{срНов} := 0.747$ Мвар	$Q_{срВин} := 0.195$ Мвар	$Q_{maxВод} := 1.1$ Мвар	$Q_{maxПлем} := 6.424$ Мвар	$Q_{maxФед} := 3.644$ Мвар	$Q_{maxНов} := 0.766$ Мвар	$Q_{maxВин} := 0.2$ Мвар	$Q_{нескВод} := 1.2$ Мвар	$Q_{нескПлем} := 9.3$ Мвар	$Q_{нескФед} := 4.2$ Мвар	$Q_{нескНов} := 0.9$ Мвар	$Q_{нескВин} := 0.3$ Мвар
--------------------------	---------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	----------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	--------------------------	-----------------------------	----------------------------	----------------------------	--------------------------	---------------------------	----------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------

Трансформаторы до реконструкции:

ПС Федоровка	ТМН – 4000/35	$S_{тр.Фед} := 6.3$
ПС Водзабор	ТДН – 6300/110	$S_{тр.Вод} := 6.3$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

ПС Нов	ТМН – 2500/35	$S_{\text{тр.Нов}} := 2.5$
ПС Виноградовка	ТМН – 6300/35	$S_{\text{тр.Виног}} := 6.3$
ПС Племерепродуктор	ТДТН – 16000/110	$S_{\text{тр.Племер}} := 16$

Коэффициент загрузки при n=2:

$$n := 2$$

$$k_{\text{Федор}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срФед}}^2 + Q_{\text{нескФед}}^2}}{S_{\text{тр.Фед}} \cdot n} = 0.689$$

$$k_{\text{Нов}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срНов}}^2 + Q_{\text{нескНов}}^2}}{S_{\text{тр.Нов}} \cdot n} = 0.366$$

$$k_{\text{Вод1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срВод}}^2 + Q_{\text{нескВод}}^2}}{S_{\text{тр.Вод1}} \cdot n} = 0.129$$

$$k_{\text{Виног}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срВин}}^2 + Q_{\text{нескВин}}^2}}{S_{\text{тр.Виног}} \cdot n} = 0.082$$

$$k_{\text{Племер}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срПлем}}^2 + Q_{\text{нескПлем}}^2}}{S_{\text{тр.Племер}} \cdot n} = 0.509$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{\text{Федор}\Delta} := \frac{\sqrt{P_{\text{срФед}}^2 + Q_{\text{нескФед}}^2}}{S_{\text{тр.Фед}}} = 1.377$$

$$k_{\text{Нов}\Delta} := \frac{\sqrt{P_{\text{срНов}}^2 + Q_{\text{нескНов}}^2}}{S_{\text{тр.Нов}}} = 0.733$$

$$k_{\text{Вод}\Delta} := \frac{\sqrt{P_{\text{срВод}}^2 + Q_{\text{нескВод}}^2}}{S_{\text{тр.Вод1}}} = 0.259$$

$$k_{\text{Племер}\Delta} := \frac{\sqrt{P_{\text{срПлем}}^2 + Q_{\text{нескПлем}}^2}}{S_{\text{тр.Племер}}} = 1.018$$

Следовательно, трансформаторы выбраны верно.

Расчет сопротивлений, проводимостей трансформаторов и коэффициентов трансформации.

ТДН - 10000/110	Водозабор			
$S_{\text{T10}} := 10$	МВА	$\Delta P_{\text{k10}} := 60$	кВт	$u_{\text{p}\%} := 10.5$
$U_{\text{ВН}} := 115$	кВ	$\Delta P_{\text{x10}} := 14$	кВт	$I_{\text{x}\%} := 0.7$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$$R_{ТД10} := \frac{\Delta P_{k10} \cdot 10^{-3} \cdot U_{ВН}^2}{S_{Т10}^2} = 7.935 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x10} := \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{Т10} = 0.07 \quad \text{МВар}$$

$$X_{ТД250} := \frac{u_p\%}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{Т10}} = 138.862 \quad \text{Ом} \quad B_{Т10} := \frac{\Delta Q_{x10} \cdot 10^6}{U_{ВН}^2} = 5.293 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{Т10} := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{ВН}^2} = 1.059 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{Т10} := \frac{6.6}{115} = 0.057$$

ТМН - 6300/110 Водозабор

$$S_{Т6.3} := 6.3 \quad \text{МВА} \quad \Delta P_{k6.3} := 44 \quad \text{кВт}$$

$$U_{ВН} = 115 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x6.3} := 11.5 \quad \text{кВт} \quad I_x\% := 0.8$$

$$R_{ТД6.3} := \frac{\Delta P_{k6.3} \cdot 10^{-3} \cdot U_{ВН}^2}{S_{Т6.3}^2} = 14.661 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x6.3} := \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{Т6.3} = 0.05 \quad \text{МВар}$$

$$X_{ТД6.3} := \frac{u_p\%}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{Т6.3}} = 220.417 \quad \text{Ом} \quad B_{Т6.3} := \frac{\Delta Q_{x6.3} \cdot 10^6}{U_{ВН}^2} = 3.811 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{Т6.3} := \frac{\Delta P_{x6.3} \cdot 10^3}{U_{ВН}^2} = 0.87 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{Т6.3} := \frac{6.6}{115} = 0.057$$

ТМН - 4000/35 Федоровка до реконструкции

$$S_{Т4} := 4 \quad \text{МВА} \quad \Delta P_{k4} := 33.5 \quad \text{кВт} \quad u_p\% := 7.5$$

$$U_{ВН} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x4} := 6.7 \quad \text{кВт} \quad I_x\% := 1$$

$$R_{ТД4} := \frac{\Delta P_{k4} \cdot 10^{-3} \cdot U_{ВН}^2}{S_{Т4}^2} = 2.565 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$$X_{ТД4} := \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{Т4}} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x4} := \frac{I_{x\%}}{100} \cdot S_{Т4} = 0.04 \quad \text{МВар}$$

$$B_{Т4} := \frac{\Delta Q_{x4} \cdot 10^6}{U_{ВН}^2} = 32.653 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{Т4} := \frac{\Delta P_{x4} \cdot 10^3}{U_{ВН}^2} = 5.469 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{Т4} := \frac{11}{35} = 0.314$$

ТМН - 6300/35 Виноградовка, , Федоровка после реконструкции

$$S_{Т6.3} = 6.3 \quad \text{МВА} \quad \Delta P_{к6.3} := 46.5 \quad \text{кВт} \quad u_{p\%} := 7.5$$

$$U_{ВН} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x6.3} := 9.2 \quad \text{кВт} \quad I_{x\%} := 0.9$$

$$R_{Т6.3} := \frac{\Delta P_{к6.3} \cdot 10^{-3} \cdot U_{ВН}^2}{S_{Т6.3}^2} = 1.435 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x6.3} := \frac{I_{x\%}}{100} \cdot S_{Т6.3} = 0.057 \quad \text{МВар}$$

$$X_{Т6.3} := \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{Т6.3}} = 14.583 \quad \text{Ом} \quad B_{Т6.3} := \frac{\Delta Q_{x6.3} \cdot 10^6}{U_{ВН}^2} = 46.286 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{Т6.3} := \frac{\Delta P_{x6.3} \cdot 10^3}{U_{ВН}^2} = 7.51 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{Т4} := \frac{11}{35} = 0.314$$

ТМН - 2500/35 Нов

$$S_{Т2.5} := 2.5 \quad \text{МВА} \quad \Delta P_{к2.5} := 26 \quad \text{кВт} \quad u_{p\%} := 6.5$$

$$U_{ВН} := 35 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x2.5} := 5.1 \quad \text{кВт} \quad I_{x\%} := 1.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$$R_{ТД2.5} := \frac{\Delta P_{k2.5} \cdot 10^{-3} \cdot U_{BH}^2}{S_{T2.5}^2} = 5.096 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x2.5} := \frac{I_{x\%}}{100} \cdot S_{T2.5} = 0.028 \quad \text{МВар}$$

$$X_{ТД2.5} := \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{T2.5}} = 31.85 \quad \text{Ом} \quad B_{T2.5} := \frac{\Delta Q_{x2.5} \cdot 10^6}{U_{BH}^2} = 22.449 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T2.5} := \frac{\Delta P_{x2.5} \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 4.163 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{T2.5} := \frac{11}{35} = 0.314$$

ТДЦ - 250000/110 ХТЭЦ - 3

$$S_{T250} := 250 \quad \text{МВА} \quad \Delta P_{k250} := 640 \quad \text{кВт} \quad u_{p\%} := 10.5$$

$$U_{BH} := 121 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x250} := 200 \quad \text{кВт} \quad I_{x\%} := 0.5$$

$$R_{ТД250} := \frac{\Delta P_{k250} \cdot 10^{-3} \cdot U_{BH}^2}{S_{T250}^2} = 0.15 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x250} := \frac{I_{x\%}}{100} \cdot S_{T250} = 1.25 \quad \text{МВар}$$

$$X_{ТД250} := \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{T250}} = 6.149 \quad \text{Ом} \quad B_{T250} := \frac{\Delta Q_{x250} \cdot 10^6}{U_{BH}^2} = 85.377 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T250} := \frac{\Delta P_{x250} \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 13.66 \quad \text{мкСм} \quad K_{T250} := \frac{15.75}{121} = 0.13$$

ТДЦ - 250000/220 ХТЭЦ - 3

$$S_{T250} = 250 \quad \text{МВА} \quad \Delta P_{k250} := 650 \quad \text{кВт} \quad u_{p\%} := 11$$

$$U_{BH} := 121 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x250} := 240 \quad \text{кВт} \quad I_{x\%} := 0.45$$

$$R_{ТД250} := \frac{\Delta P_{k250} \cdot 10^{-3} \cdot U_{BH}^2}{S_{T250}^2} = 0.152 \quad \text{Ом} \quad \Delta Q_{x250} := \frac{I_{x\%}}{100} \cdot S_{T250} = 1.125 \quad \text{МВар}$$

$$X_{ТД250} := \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{T250}} = 6.442 \quad \text{Ом} \quad B_{T250} := \frac{\Delta Q_{x250} \cdot 10^6}{U_{BH}^2} = 76.839 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$$G_{x250} := \frac{\Delta P_{x250} \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 16.392 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{T250} = 0.13$$

Остальные сопротивления берем из каталога

ТДТН-16000/110/35 Плепрепродуктор

$$S_{T16.110} := 16 \quad \text{MBA} \quad \Delta Q_{x16.110} := 160 \quad \text{кВар}$$

$$U_{BH.110} := 115 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x16.110} := 23 \quad \text{кВт}$$

$$R_{B16.110} := 2.6 \quad \text{Ом} \quad X_{B16.110} := 88.9 \quad \text{Ом}$$

$$R_{C16.110} := 2.6 \quad \text{Ом} \quad X_{C16.110} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{H16.110} := 2.6 \quad \text{Ом} \quad X_{H16.110} := 52 \quad \text{Ом}$$

$$B_{T16.110} := \frac{\Delta Q_{x16.110} \cdot 10^3}{U_{BH.110}^2} = 12.098 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T16.110} := \frac{\Delta P_{x16.110} \cdot 10^3}{U_{BH.110}^2} = 1.739 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{TC16.110} := \frac{38.5}{115} = 0.335$$

$$K_{TH16.110} := \frac{11}{115} = 0.096$$

АТДЦТН-200000/220/110

$$S_{T200.110} := 200 \quad \text{MBA} \quad \Delta Q_{x200.220} := 1000 \quad \text{кВар}$$

$$U_{BH.220} := 230 \quad \text{кВ} \quad \Delta P_{x200.220} := 125 \quad \text{кВт}$$

$$R_{B200.220} := 0.3 \quad \text{Ом} \quad X_{B200.220} := 30.4 \quad \text{Ом}$$

$$R_{C200.220} := 0.3 \quad \text{Ом} \quad X_{C200.220} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{H200.220} := 0.6 \quad \text{Ом} \quad X_{H200.220} := 54.2 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов и выбор силового оборудования

$$B_{T200.220} := \frac{\Delta Q_{x200.220} \cdot 10^3}{U_{ВН.220}^2} = 18.904 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{T200.220} := \frac{\Delta P_{x200.220} \cdot 10^3}{U_{ВН.220}^2} = 2.363 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{TC200.220} := \frac{121}{230} = 0.526$$

$$K_{TH200.220} := \frac{11}{230} = 0.048$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим максимальных нагрузок до реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	B ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	450	180							-1.69	216.27	-0.46
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-1.72	216.21	-0.43
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	150	60							-1.72	108.11	-0.43
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-2.7	9.73	-0.43
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-1.78	108.05	-0.46
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-1.78	108.04	-0.46
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-1.8	108.02	-0.48
Нагр	8	НН1	6		6	0.9	0.4							6.35	6.38	-1.08
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-1.8	108.02	-0.48
Нагр	10	НН2	6		6	1	0.4							5.97	6.36	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-1.8	108.02	-0.47
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									7.4	118.14	-3.06
Нагр	13	СН1	35		3									7.25	37.54	-3.04
Нагр	14	НН1	10		5	1.4	0.6							7.26	10.73	-3.35
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-1.81	108.01	-0.47
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									7.23	117.95	-3.15
Нагр	17	СН2	35		3									7.08	37.48	-3.13
Нагр	18	НН2	10		5	1.7	0.7							7.03	10.7	-3.51
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									6.57	37.3	-3.27
Нагр	20	отп. Нов	35		3									6.48	37.27	-3.3
Нагр	21	отп. Нов	35		3									6.65	37.33	-3.22
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									6.46	37.26	-3.27
Нагр	23	НН1	10		5	3.8	1.5							5.76	10.58	-6.85
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									6.3	37.2	-3.35
Нагр	25	НН2	10		5	3.7	1.5							5.69	10.57	-6.83
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									6.56	37.3	-3.27
Нагр	27	НН1	10		5									6.56	10.66	-3.27
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									6.61	37.31	-3.23
Нагр	29	НН1	6		6	0.6	0.2							7.46	6.45	-3.98
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									6.44	37.25	-3.31
Нагр	31	НН2	6		6	0.6	0.2							5.7	6.34	-4.06
База	32	Генератор 1	16		4			164.9	83.6	15.8	-90	180			15.75	4.25
Ген	33	Генератор 2	16		4			152.6	78.8	15.8	-90	180			15.75	4.11
Ген	34	Генератор 3	16		4			149.9	78.7	15.8	-90	180			15.75	4.03
Ген	35	Генератор 4	16		4			150.2	78.7	15.8	-90	180			15.75	4.04

Анцaпфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейг	V нр	V рег	N анц	Шаг	N анц	Шаг
1	Водозабор	%	+	РПН	ВН	1	110	6	9	-1.78	9	1.78
2	Племрепродуктор	%	+	РПН	ВН	1	110	110	9	-1.78	9	1.78
3	Федоровка, Виноградовка	%	+	РПН	ВН	1	35	10	6	-1.5	6	1.5
4	Нов	%	+	РПН	ВН	1	35	6	6	-1.5	6	1.5
5	Генератор1	%	+	РПН	ВН	1	15.8	110	2	-2.5	2	2.5
6	Федоровка пр	%	+	РПН	ВН	1	35	10	9	-1.3	9	1.3

Трансформаторы

N	Название	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_0
1	АТДЦТН-200000/220/110	АТ		1	3	4	2
2	ТДТН-16000/110/35	3х-обм		11	13	14	12
3	ТДТН-16000/110/35	3х-обм		15	17	18	16

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	К/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		1	-1		4		216.3	216.2
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5			1	0		2		216.2	108.1
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		216.2	9.7
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-7	-3		41	9	108.1	108
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-7	-3		42	9.3	108.1	108
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		5	1.2	108	108
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		6	1.3	108	108
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1	-1	0		5		108	6.4
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1	-1	0		6		108	6.4
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племенрепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-6	-3		36	7.9	108	108
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племенрепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-6	-3		37	8.2	108	108
1	Выкл	11	15			Племенрепродуктор ВН1 - Племенрепродуктор ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племенрепродуктор ВН1 - Нейтраль.1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-6	-3		36		108	118.1
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-4	-2		24		118.1	37.5
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-1	-1		7		118.1	10.7
0	Тр-р	15	16			Племенрепродуктор ВН2 - Нейтраль.2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-6	-3		37		108	117.9
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-4	-2		24		117.9	37.5
1	Выкл	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-2	-1		9		117.9	10.7
1	Выкл	13	17			СН1 - СН2													
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-4	-2		75	22.7	37.5	37.3
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-4	-2		74	22.6	37.3	37.3
0	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47					-4	-2		76	23	37.5	37.3
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53					-4	-2		66	20.1	37.3	37.3
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53					-4	-2		64	19.5	37.3	37.2
1	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2													
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	2.6	23	32.7	0.294	5	3	-4	-2		66		37.3	10.6
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	2.6	23	32.7	0.294	5	3	-4	-2		64		37.2	10.6
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0		1	0.3	37.3	37.3
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.286	7	3	0	0		1		37.3	10.7
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					-1	0		10	3	37.3	37.3
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-1	0		10	3	37.3	37.3
1	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2													
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.174	6	4	-1	0		10		37.3	6.4
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.171	7	4	-1	0		10		37.3	6.3
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			164	66		947		108.1	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			151	60		435		216.3	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			149	61		429		216.3	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			149	61		430		216.3	15.8

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP III-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	3.33		1.03		2.3		55.79		44.12		11.66
110	0.44	0.01	0.44	0	0		17.79	0.02	17.22	-0.83	1.39
35	0.12	0.05	0.07		0		0.88	0.06	0.6		0.22
16											
10											
6											

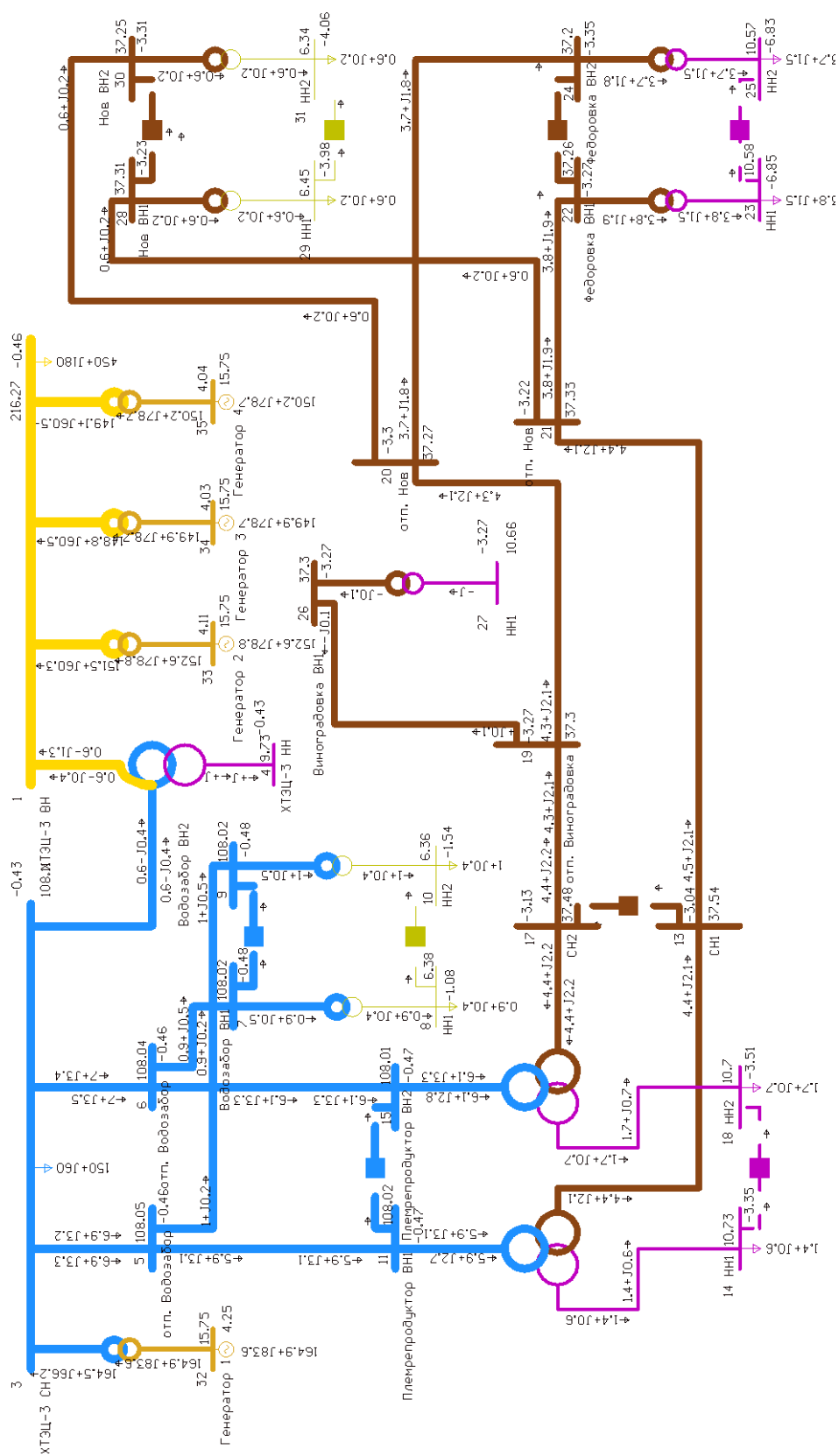
Токовая нагрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_L(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/L_dop
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	41	ВН	1			450	450	9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	42	ВН	1			450	450	9.3
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	5	5	ВН	1			450	450	1.2
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	5	6	ВН	1			450	450	1.3
5	11	отп. Водозабор - Племенрепродуктор ВН1	36	36	ВН	1			450	450	7.9
6	15	отп. Водозабор - Племенрепродуктор ВН2	37	37	ВН	1			450	450	8.2
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	75	75	ВН	1			330	330	22.7
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	74	74	ВН	1			330	330	22.6
13	21	СН1 - отп. Нов	76	76	ВН	1			330	330	23
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	66	66	ВН	1			330	330	20.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	64	64	ВН	1			330	330	19.5
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1	1	ВН	1			390	390	0.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	10	10	ВН	1			330	330	3
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	10	10	ВН	1			330	330	3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим минимальных нагрузок до реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схп	Район	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	B ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	270	108							-0.07	219.85	-0.27
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-0.04	219.91	-0.23
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	90	36							-0.04	109.96	-0.23
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-1.04	9.9	-0.23
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-0.07	109.92	-0.25
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-0.07	109.92	-0.25
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-0.09	109.91	-0.26
Нагр	8	НН1	6		6	0.5	0.2							1.37	6.08	-0.61
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-0.08	109.91	-0.26
Нагр	10	НН2	6		6	0.6	0.2							1.17	6.07	-0.87
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-0.08	109.91	-0.26
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									2.27	112.5	-1.74
Нагр	13	СН1	35		3									2.16	35.76	-1.72
Нагр	14	НН1	10		5	0.8	0.4							2.2	10.22	-1.93
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-0.09	109.9	-0.26
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									2.17	112.39	-1.79
Нагр	17	СН2	35		3									2.06	35.72	-1.77
Нагр	18	НН2	10		5	1	0.4							2.07	10.21	-2.02
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									1.74	35.61	-1.87
Нагр	20	отп. Нов	35		3									1.69	35.59	-1.88
Нагр	21	отп. Нов	35		3									1.79	35.63	-1.84
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									1.67	35.59	-1.88
Нагр	23	НН1	10		5	2.3	0.9							2.38	10.24	-4.2
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									1.58	35.55	-1.92
Нагр	25	НН2	10		5	2.2	0.9							2.3	10.23	-4.18
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									1.73	35.61	-1.86
Нагр	27	НН1	10		5									1.73	10.17	-1.86
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									1.76	35.62	-1.85
Нагр	29	НН1	6		6	0.4	0.1							1.3	6.08	-2.34
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									1.66	35.58	-1.89
Нагр	31	НН2	6		6	0.4	0.1							1.2	6.07	-2.39
База	32	Генератор 1	16		4			99.6	46.8	15.8	-90	180			15.75	2.55
Ген	33	Генератор 2	16		4			91.6	45.1	15.8	-90	180			15.75	2.42
Ген	34	Генератор 3	16		4			89.9	45	15.8	-90	180			15.75	2.37
Ген	35	Генератор 4	16		4			90.1	45.1	15.8	-90	180			15.75	2.38

Токовая загрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	23	24	ВН	1			450	450	5.2
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	24	24	ВН	1			450	450	5.4
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	3	3	ВН	1			450	450	0.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	3	4	ВН	1			450	450	0.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	21	21	ВН	1			450	450	4.6
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	22	22	ВН	1			450	450	4.8
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	47	47	ВН	1			330	330	14.1
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	46	46	ВН	1			330	330	14
13	21	СН1 - отп. Нов	47	47	ВН	1			330	330	14.3
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	41	41	ВН	1			330	330	12.4
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	40	40	ВН	1			330	330	12.1
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1	1	ВН	1			390	390	0.2
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	6	6	ВН	1			330	330	1.9
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	6	6	ВН	1			330	330	1.9

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP Ш-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	2.74		0.36		2.38		27.63		15.58		12.05
110	0.16	0	0.15	0	0		6.67	0.01	6.09	-0.86	1.43
35	0.04	0.02	0.03		0		0.45	0.02	0.23		0.2
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

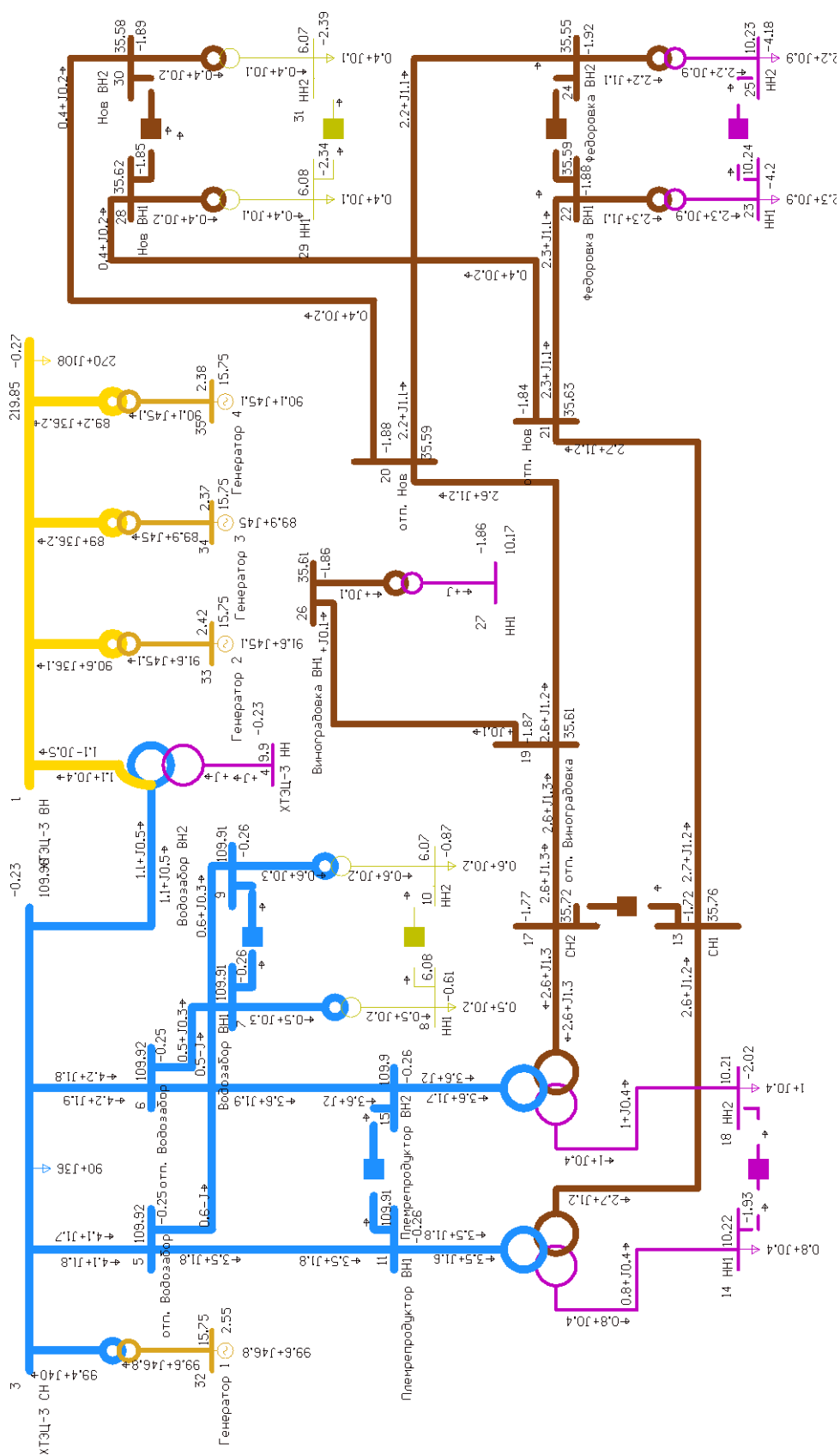
Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	К/г	N ащ	БД ащ	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон	
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		1	0				219.8	219.9	
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5			1	0			3	219.9	110	
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0			0	219.9	9.9	
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-4	-2			24	5.2	110	109.9
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-4	-2			24	5.4	110	109.9
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0			3	0.7	109.9	109.9
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0			4	0.8	109.9	109.9
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.056	9	1	-1	0			3		109.9	6.1
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.056	9	1	-1	0			4		109.9	6.1
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2														
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2														
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-4	-2			21	4.6	109.9	109.9
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-4	-2			22	4.8	109.9	109.9
1	Выкл	11	15			Племярепродуктор ВН1 - Племярепродуктор ВН2														
0	Тр-р	11	12			Племярепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.037	12	2	-4	-2			21		109.9	112.5
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-3	-1			15		112.5	35.8
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-1	0			5		112.5	10.2
0	Тр-р	15	16			Племярепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.037	12	2	-4	-2			22		109.9	112.4
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-3	-1			15		112.4	35.7
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-1	0			6		112.4	10.2
1	Выкл	13	17			СН1 - СН2														
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2														
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-3	-1			47	14.1	35.7	35.6
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-3	-1			46	14	35.6	35.6
0	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47					-3	-1			47	14.3	35.8	35.6
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федорова ВН1	0.38	0.53					-2	-1			41	12.4	35.6	35.6
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федорова ВН2	0.38	0.53					-2	-1			40	12.1	35.6	35.6
1	Выкл	22	24			Федорова ВН1 - Федорова ВН2														
0	Тр-р	22	23			Федорова ВН1 - НН1	2.6	23	32.7	0.294	5	3	-2	-1			41		35.6	10.2
0	Тр-р	24	25			Федорова ВН2 - НН2	2.6	23	32.7	0.294	5	3	-2	-1			40		35.6	10.2
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2														
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0			1	0.2	35.6	35.6
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.286	7	3	0	0			1		35.6	10.2
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					0	0			6	1.9	35.6	35.6
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					0	0			6	1.9	35.6	35.6
1	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2														
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.171	7	4	0	0			6		35.6	6.1
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.171	7	4	0	0			6		35.6	6.1
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2														
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			99	40			563		110	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			91	36			256		219.8	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			89	36			252		219.8	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			89	36			253		219.8	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0
Аварийный режим до реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	В ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	450	180							-1.69	216.27	-0.46
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-1.72	216.21	-0.44
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	150	60							-1.72	108.1	-0.44
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-2.71	9.73	-0.44
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-1.78	108.04	-0.46
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-1.78	108.04	-0.46
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-1.81	108.01	-0.48
Нагр	8	НН1	6		6	0.9	0.4							6.35	6.38	-1.08
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-1.81	108.01	-0.48
Нагр	10	НН2	6		6	1	0.4							5.96	6.36	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-1.81	108.01	-0.47
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									7.27	118	-3.12
Нагр	13	СН1	35		3									7.12	37.49	-3.09
Нагр	14	НН1	10		5	1.4	0.6							7.11	10.71	-3.41
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-1.81	108.01	-0.47
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									7.27	117.99	-3.12
Нагр	17	СН2	35		3									7.12	37.49	-3.09
Нагр	18	НН2	10		5	1.7	0.7							7.06	10.71	-3.47
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									6.09	37.13	-3.39
Нагр	20	отп. Нов	35		3									5.91	37.07	-3.44
Нагр	21	отп. Нов	35		3									5.65	36.98	-3.52
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									5.59	36.96	-3.53
Нагр	23	НН1	10		5	3.8	1.5							6.41	10.64	-7.17
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									5.59	36.96	-3.53
Нагр	25	НН2	10		5	3.7	1.5							6.44	10.64	-7.07
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									6.08	37.13	-3.39
Нагр	27	НН1	10		5									6.08	10.61	-3.39
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									5.74	37.01	-3.49
Нагр	29	НН1	6		6	0.6	0.2							6.57	6.39	-4.26
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									5.74	37.01	-3.49
Нагр	31	НН2	6		6	0.6	0.2							6.57	6.39	-4.26
База	32	Генератор 1	16		4			164.9	83.7	15.8	-90	180			15.75	4.25
Ген	33	Генератор 2	16		4			152.6	78.9	15.8	-90	180			15.75	4.11
Ген	34	Генератор 3	16		4			149.9	78.7	15.8	-90	180			15.75	4.03
Ген	35	Генератор 4	16		4			150.2	78.7	15.8	-90	180			15.75	4.03

Токовая нагрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	42	ВН	1			450	450	9.2
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	41	41	ВН	1			450	450	9.1
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	5	5	ВН	1			450	450	1.2
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	5	6	ВН	1			450	450	1.3
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	36	37	ВН	1			450	450	8.1
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	36	37	ВН	1			450	450	8.1
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	152	152	ВН	1			330	330	46
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	151	151	ВН	1			330	330	45.9
13	21	СН1 - отп. Нов			ВН	1			330	330	
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	19	19	ВН	1			330	330	5.7
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	113	113	ВН	1			330	330	34.1
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1	1	ВН	1			390	390	0.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	19	19	ВН	1			330	330	5.7
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	39	39	ВН	1			330	330	11.7

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP III-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	3.33		1.03		2.3		55.79		44.13		11.66
110	0.45	0.01	0.44	0	0		17.81	0.02	17.24	-0.83	1.39
35	0.16	0.09	0.07		0		0.95	0.13	0.61		0.21
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

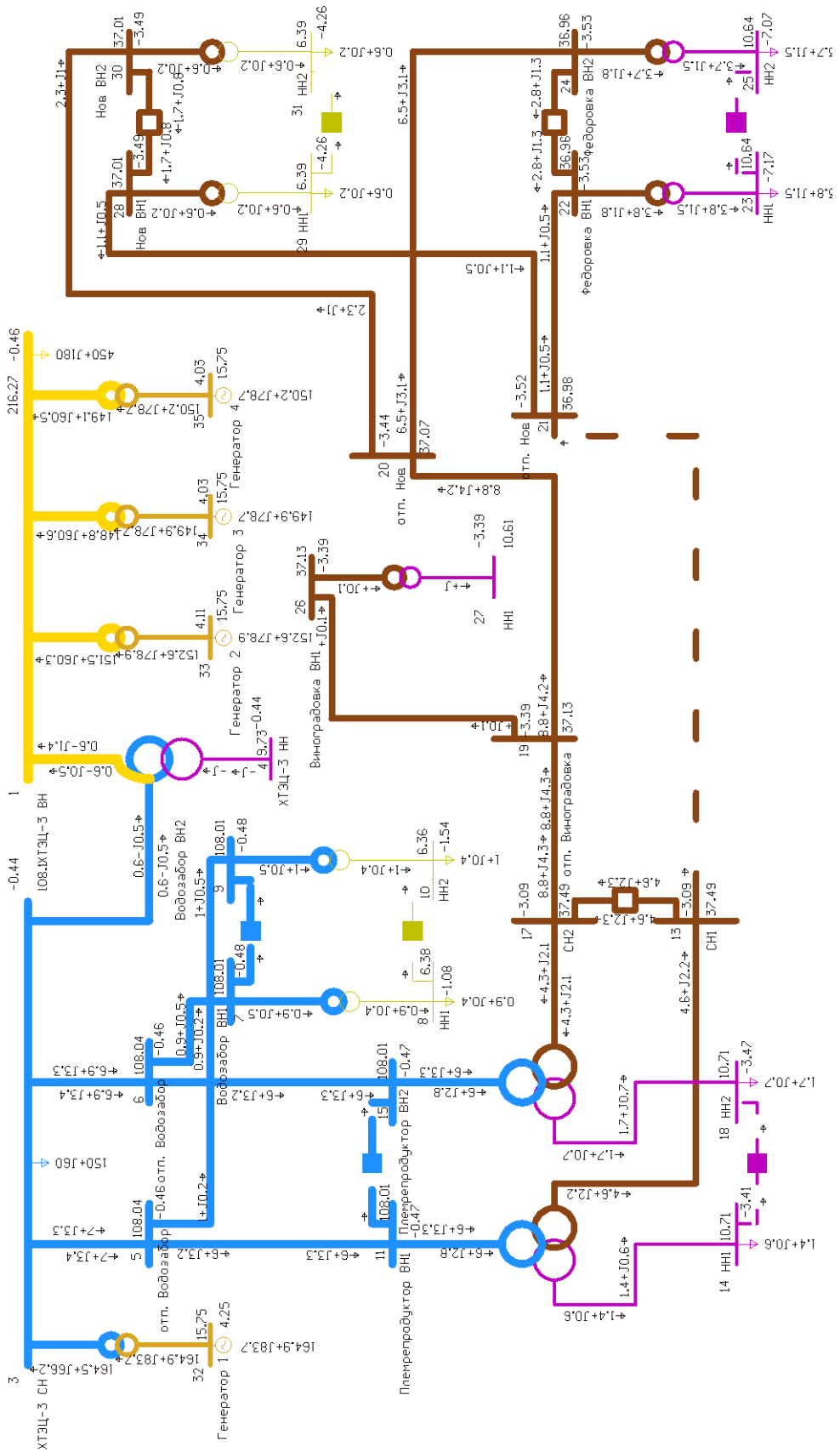
Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	К/г	N ащ	БД ащ	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		1	-1		4		216.3	216.2
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5			1	0		2		216.2	108.1
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		216.2	9.7
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-7	-3		42	9.2	108.1	108
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-7	-3		41	9.1	108.1	108
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		5	1.2	108	108
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		6	1.3	108	108
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1	-1	0		5		108	6.4
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1	-1	0		6		108	6.4
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-6	-3		37	8.1	108	108
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-6	-3		37	8.1	108	108
1	Выкл	11	15			Племярепродуктор ВН1 - Племярепродуктор ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племярепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-6	-3		37		108	118
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-5	-2		25		118	37.5
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-1	-1		7		118	10.7
0	Тр-р	15	16			Племярепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-6	-3		37		108	118
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-4	-2		23		118	37.5
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-2	-1		9		118	10.7
0	Выкл	13	17			СН1 - СН2							-5	-2		79		37.5	37.5
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-9	-4		152	46	37.5	37.1
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-9	-4		151	45.9	37.1	37.1
1	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47											
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федорова ВН1	0.38	0.53					-1	-1		19	5.7	37	37
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федорова ВН2	0.38	0.53					-7	-3		113	34.1	37.1	37
0	Выкл	22	24			Федорова ВН1 - Федорова ВН2							3	1		48		37	37
0	Тр-р	22	23			Федорова ВН1 - НН1	2.6	23	32.7	0.299	4	3	-4	-2		66		37	10.6
0	Тр-р	24	25			Федорова ВН2 - НН2	2.6	23	32.7	0.299	4	3	-4	-2		65		37	10.6
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0		1	0.3	37.1	37.1
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.286	7	3	0	0		1		37.1	10.6
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					1	1		19	5.7	37	37
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-2	-1		39	11.7	37.1	37
0	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2							2	1		29		37	37
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.174	6	4	-1	0		10		37	6.4
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.174	6	4	-1	0		10		37	6.4
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			165	66		947		108.1	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			151	60		435		216.3	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			149	61		429		216.3	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			149	61		430		216.3	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим максимальных нагрузок с учетом прогнозной нагрузки

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	B ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	472.5	189							-1.95	215.72	0.57
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-2.01	215.57	0.05
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	157.5	63							-2.02	107.78	0.05
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	110		5									-2.99	9.7	0.05
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.69	0.01
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.68	0.01
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-2.14	107.65	-0.01
Нагр	8	НН1	6		6	1.3	0.5							5.82	6.35	-0.89
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-2.14	107.65	-0.01
Нагр	10	НН2	6		6	1.4	0.5							5.32	6.32	-1.52
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-2.13	107.65	0
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									5.94	116.53	-3.57
Нагр	13	СН1	35		3									5.76	37.02	-3.54
Нагр	14	НН1	10		5	2.1	0.9							5.63	10.56	-4.03
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-2.14	107.64	-0.01
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									5.64	116.21	-3.87
Нагр	17	СН2	35		3									5.46	36.91	-3.83
Нагр	18	НН2	10		5	2.4	0.9							5.33	10.53	-4.39
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									4.73	36.66	-4.05
Нагр	20	отп. Нов	35		3									4.62	36.62	-4.08
Нагр	21	отп. Нов	35		3									4.98	36.74	-3.78
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									4.76	36.67	-3.85
Нагр	23	НН1	10		5	4.6	1.8							5.61	10.56	-5.79
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									4.4	36.54	-4.15
Нагр	25	НН2	10		5	4.5	1.8							5.25	10.52	-6.06
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									4.65	36.63	-4.07
Нагр	27	НН1	10		5	0.5	0.2							5.93	10.59	-4.37
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									4.9	36.72	-3.8
Нагр	29	НН1	6		6	1	0.4							6.57	6.39	-5.09
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									4.54	36.59	-4.1
Нагр	31	НН2	6		6	1	0.4							6.19	6.37	-5.4
База	32	Генератор 1	16		4			162.9	89.6	15.8	-90	180			15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		4			164.6	84.4	15.8	-90	180			15.75	5.51
Ген	34	Генератор 3	16		4			162.3	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.44
Ген	35	Генератор 4	16		4			163.1	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.47

Токовая загрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	56	56	ВН	1			450	450	12.5
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	59	60	ВН	1			450	450	13.2
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	ВН	1			450	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	ВН	1			450	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	49	49	ВН	1			450	450	10.9
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	53	53	ВН	1			450	450	11.8
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	107	107	ВН	1			330	330	32.4
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	96	96	ВН	1			330	330	29.2
13	21	СН1 - отп. Нов	99	99	ВН	1			330	330	29.9
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	80	80	ВН	1			330	330	24.1
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	78	78	ВН	1			330	330	23.8
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	ВН	1			390	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	17	17	ВН	1			330	330	5.2
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	17	17	ВН				330	330	5.3

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP Ш-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	3.49		1.2		2.29		63.19		51.59		11.6
110	0.49	0.01	0.47	0	0		18.71	0.03	18.13	-0.83	1.38
35	0.12	0.08	0.04		0		0.84	0.11	0.43		0.3
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

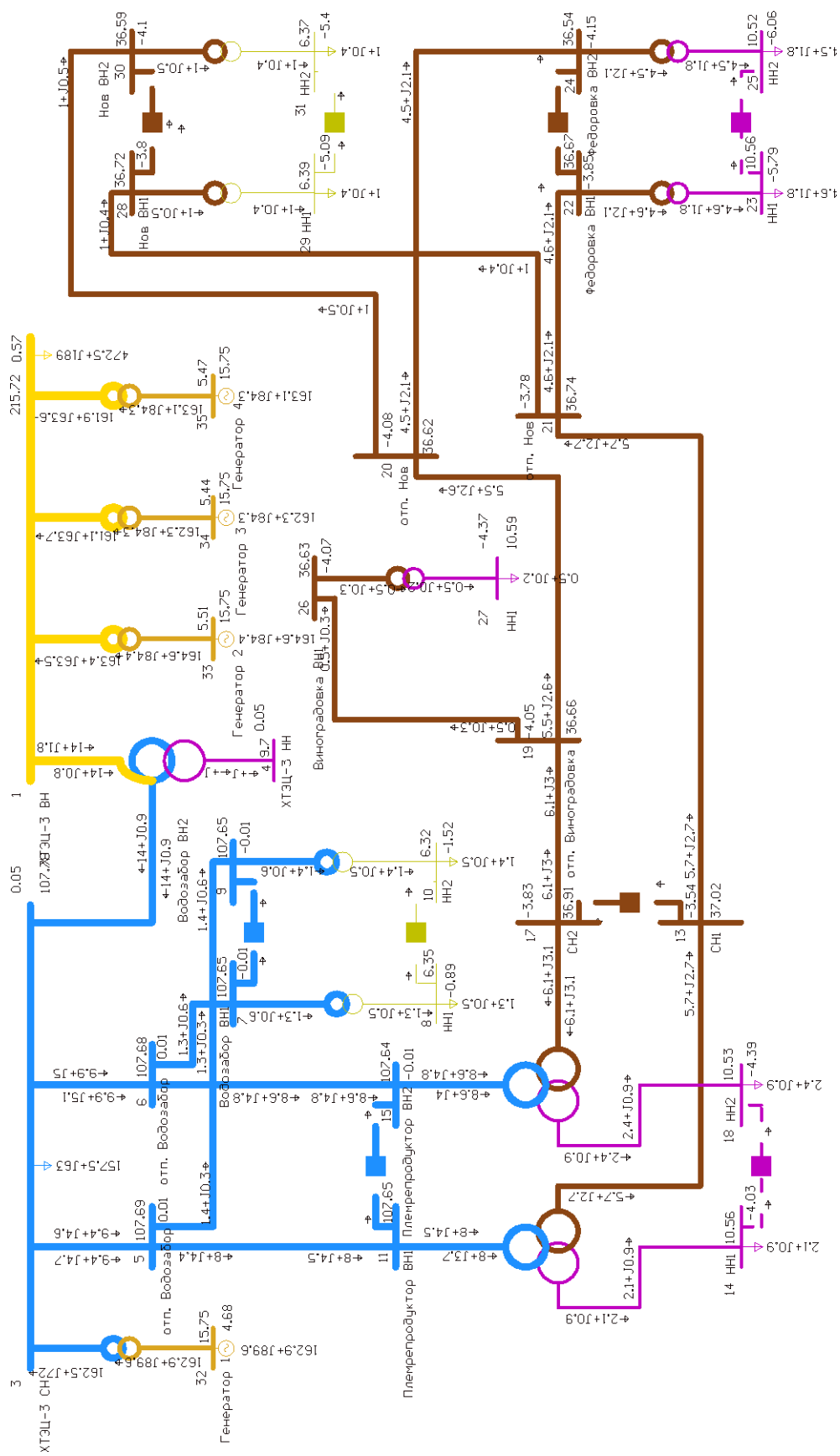
Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	Кт/г	N ант	БД ант	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		-14	-2		38		215.7	215.6
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5			-14	-1		37		215.6	107.8
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		215.6	9.7
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-9	-5		56	12.5	107.8	107.7
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-10	-5		60	13.2	107.8	107.7
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		8	1.7	107.7	107.6
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		8	1.8	107.7	107.6
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1	-1	-1		8		107.6	6.3
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1	-1	-1		8		107.6	6.3
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-8	-4		49	10.9	107.7	107.7
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-9	-5		53	11.8	107.7	107.6
1	Выкл	11	15			Племрепродуктор ВН1 - Племрепродуктор ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племрепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-8	-4		49		107.7	116.5
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-6	-3		31		116.5	37
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-2	-1		11		116.5	10.6
0	Тр-р	15	16			Племрепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-9	-5		53		107.6	116.2
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-6	-3		34		116.2	36.9
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-2	-1		13		116.2	10.5
1	Выкл	13	17			СН1 - СН2													
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-6	-3		107	32.4	36.9	36.7
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-6	-3		96	29.2	36.7	36.6
0	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47					-6	-3		99	29.9	37	36.7
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53					-5	-2		80	24.1	36.7	36.7
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53					-5	-2		78	23.8	36.6	36.5
1	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2													
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	0.88	10.1	65.3	0.293	8	6	-5	-2		80		36.7	10.6
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	0.88	10.1	65.3	0.293	8	6	-5	-2		79		36.5	10.5
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0		9	2.3	36.7	36.6
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3	-1	0		9		36.6	10.6
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					-1	0		17	5.2	36.7	36.7
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-1	0		17	5.3	36.6	36.6
1	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2													
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4	-1	0		17		36.7	6.4
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4	-1	0		17		36.6	6.4
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			162	72		952		107.8	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			163	63		469		215.7	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			161	64		464		215.7	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			162	64		466		215.7	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим минимальных нагрузок с учетом прогнозной нагрузки

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	В ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220			1	283.5	113.4						-0.2	219.56	2.51
Нагр	2	Нейтраль	220			1								-0.18	219.6	2.07
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110			2	94.5	37.8						-0.19	109.79	2.07
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10			5								-1.18	9.88	2.07
Нагр	5	отп. Водозабор	110			2								-0.23	109.74	2.04
Нагр	6	отп. Водозабор	110			2								-0.24	109.74	2.04
Нагр	7	Водозабор ВН1	110			2								-0.26	109.72	2.03
Нагр	8	НН1	6			6	0.8	0.3						1.11	6.07	1.52
Нагр	9	Водозабор ВН2	110			2								-0.25	109.72	2.03
Нагр	10	НН2	6			6	0.8	0.3						0.84	6.05	1.16
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110			2								-0.25	109.72	2.04
Нагр	12	Нейтраль1	110			2								1.6	111.76	0.03
Нагр	13	СН1	35			3								1.47	35.51	0.05
Нагр	14	НН1	10			5	1.3	0.5						1.44	10.14	-0.27
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110			2								-0.26	109.72	2.03
Нагр	16	Нейтраль2	110			2								1.44	111.58	-0.15
Нагр	17	СН2	35			3								1.3	35.46	-0.13
Нагр	18	НН2	10			5	1.4	0.5						1.28	10.13	-0.49
Нагр	19	отп. Виноградовка	35			3								0.86	35.3	-0.26
Нагр	20	отп. Нов	35			3								0.8	35.28	-0.28
Нагр	21	отп. Нов	35			3								1	35.35	-0.1
Нагр	22	Федоровка ВН1	35			3								0.86	35.3	-0.15
Нагр	23	НН1	10			5	2.8	1.1						1.04	10.1	-1.4
Нагр	24	Федоровка ВН2	35			3								0.66	35.23	-0.33
Нагр	25	НН2	10			5	2.7	1.1						0.84	10.08	-1.55
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35			3								0.81	35.29	-0.28
Нагр	27	НН1	10			5	0.3	0.1						2.15	10.21	-0.47
Нагр	28	Нов ВН1	35			3								0.95	35.33	-0.12
Нагр	29	НН1	6			6	0.6	0.2						0.06	6	-0.95
Нагр	30	Нов ВН2	35			3								0.75	35.26	-0.3
Нагр	31	НН2	6			6	0.6	0.2						1.36	6.08	-1.13
База	32	Генератор 1	16			4			93.7	49.8	15.8	-90	180		15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16			4			100.6	47.9	15.8	-90	180		15.75	5.48
Ген	34	Генератор 3	16			4			98.9	47.9	15.8	-90	180		15.75	5.43
Ген	35	Генератор 4	16			4			99.1	47.9	15.8	-90	180		15.75	5.43

Токовая нагрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I_dop
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	32	32	ВН	1			450	450	7.1
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	34	34	ВН	1			450	450	7.6
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	4	5	ВН	1			450	450	1
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	4	5	ВН	1			450	450	1.1
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	28	28	ВН	1			450	450	6.3
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	30	30	ВН	1			450	450	6.8
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	64	64	ВН	1			330	330	19.5
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	59	59	ВН	1			330	330	18
13	21	СН1 - отп. Нов	60	60	ВН	1			330	330	18.2
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	50	50	ВН	1			330	330	15
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	49	49	ВН	1			330	330	14.8
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	6	6	ВН	1			390	390	1.5
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	11	11	ВН	1			330	330	3.3
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	11	11	ВН				330	330	3.3

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP III-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220			0.44		2.37				18.68		12.02
110			0.15	0	0				5.91	-0.86	1.43
35			0.02		0				0.17		0.28
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

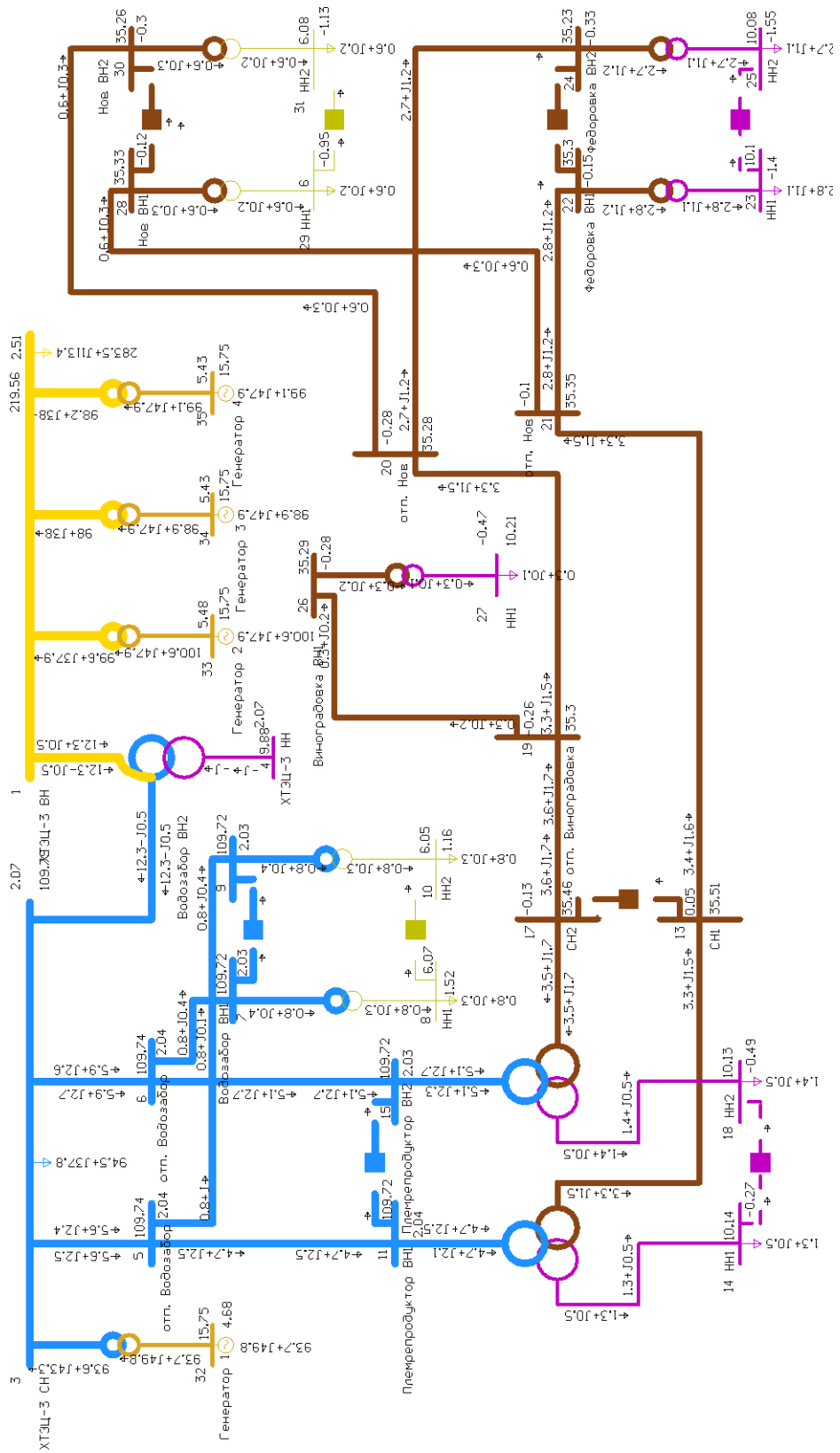
Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	KтГ	N ант	БД ант	P нач	Q нач	Na	I пях	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9	1			-12	-1		32		219.6	219.6
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5			-12	1		32		219.6	109.8
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		219.6	9.9
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-6	-2		32	7.1	109.8	109.7
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-6	-3		34	7.6	109.8	109.7
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		5	1	109.7	109.7
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		5	1.1	109.7	109.7
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.056	9	1	-1	0		5		109.7	6.1
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.056	9	1	-1	0		5		109.7	6.1
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племпредуكتور ВН1	0.24	0.5	-3.2				-5	-2		28	6.3	109.7	109.7
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племпредуكتور ВН2	0.24	0.5	-3.2				-5	-3		30	6.8	109.7	109.7
1	Выкл	11	15			Племпредуكتور ВН1 - Племпредуكتور ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племпредуكتور ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.037	12	2	-5	-2		28		109.7	111.8
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-3	-2		19		111.8	35.5
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-1	-1		7		111.8	10.1
0	Тр-р	15	16			Племпредуكتور ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.037	12	2	-5	-3		30		109.7	111.6
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-4	-2		20		111.6	35.5
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-1	-1		8		111.6	10.1
1	Выкл	13	17			СН1 - СН2													
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-4	-2		64	19.5	35.5	35.3
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-3	-2		59	18	35.3	35.3
0	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47					-3	-2		60	18.2	35.5	35.3
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53					-3	-1		50	15	35.3	35.3
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53					-3	-1		49	14.8	35.3	35.2
1	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2													
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	0.88	10.1	65.3	0.289	9	6	-3	-1		50		35.3	10.1
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	0.88	10.1	65.3	0.289	9	6	-3	-1		49		35.2	10.1
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0		6	1.5	35.3	35.3
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3	0	0		6		35.3	10.2
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					-1	0		11	3.3	35.3	35.3
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-1	0		11	3.3	35.3	35.3
1	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2													
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.171	7	4	-1	0		11		35.3	6
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.174	6	4	-1	0		11		35.3	6.1
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			94	43		542		109.8	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			100	38		280		219.6	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			98	38		276		219.6	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			98	38		277		219.6	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Аварийный режим с учетом прогнозной нагрузки

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	В ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	472.5	189							-1.95	215.72	0.55
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-2.01	215.57	0.03
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	157.5	63							-2.02	107.78	0.03
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-2.99	9.7	0.03
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.69	0
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.69	0
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-2.14	107.65	-0.03
Нагр	8	НН1	6		6	1.3	0.5							5.82	6.35	-0.91
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-2.14	107.64	-0.03
Нагр	10	НН2	6		6	1.4	0.5							5.31	6.32	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-2.14	107.65	-0.02
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									5.74	116.32	-3.7
Нагр	13	СН1	35		3									5.56	36.95	-3.67
Нагр	14	НН1	10		5	2.1	0.9							5.43	10.54	-4.16
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-2.14	107.65	-0.02
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									5.74	116.31	-3.7
Нагр	17	СН2	35		3									5.56	36.95	-3.67
Нагр	18	НН2	10		5	2.4	0.9							5.42	10.54	-4.22
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									4.13	36.45	-4.07
Нагр	20	отп. Нов	35		3									3.91	36.37	-4.14
Нагр	21	отп. Нов	35		3									3.55	36.24	-4.24
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									3.5	36.22	-4.26
Нагр	23	НН1	10		5	4.6	1.8							5.61	10.56	-6.26
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									3.5	36.22	-4.26
Нагр	25	НН2	10		5	4.5	1.8							5.63	10.56	-6.21
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									4.06	36.42	-4.1
Нагр	27	НН1	10		5	0.5	0.2							5.33	10.53	-4.4
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									3.65	36.28	-4.22
Нагр	29	НН1	6		6	1	0.4							5.26	6.32	-5.54
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									3.65	36.28	-4.22
Нагр	31	НН2	6		6	1	0.4							5.26	6.32	-5.53
База	32	Генератор 1	16		4			163.4	89.7	15.8	-90	180			15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		4			164.6	84.4	15.8	-90	180			15.75	5.49
Ген	34	Генератор 3	16		4			162.9	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.43
Ген	35	Генератор 4	16		4			162.2	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.41

Токовая нагрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I_dop
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	58	58	ВН	1			450	450	12.9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	57	58	ВН	1			450	450	12.8
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	ВН	1			450	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	51	51	ВН	1			450	450	11.3
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	ВН	1			450	450	1.7
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	51	51	ВН	1			450	450	11.3
13	21	СН1 - отп. Нов			ВН	1			330	330	
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	208	208	ВН	1			330	330	62.9
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	199	199	ВН	1			330	330	60.2
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	ВН	1			390	390	2.3
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	143	143	ВН	1			330	330	43.4
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	55	55	ВН	1			330	330	16.8
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	20	20	ВН	1			330	330	6.1
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	20	20	ВН	1			330	330	6.1

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP Ш-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	3.49		1.2		2.29		63.14		51.54		11.6
110	0.49	0.01	0.47	0			18.78	0.03	18.2	-0.83	1.38
35	0.21	0.17	0.04		0		0.97	0.23	0.44		0.29
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

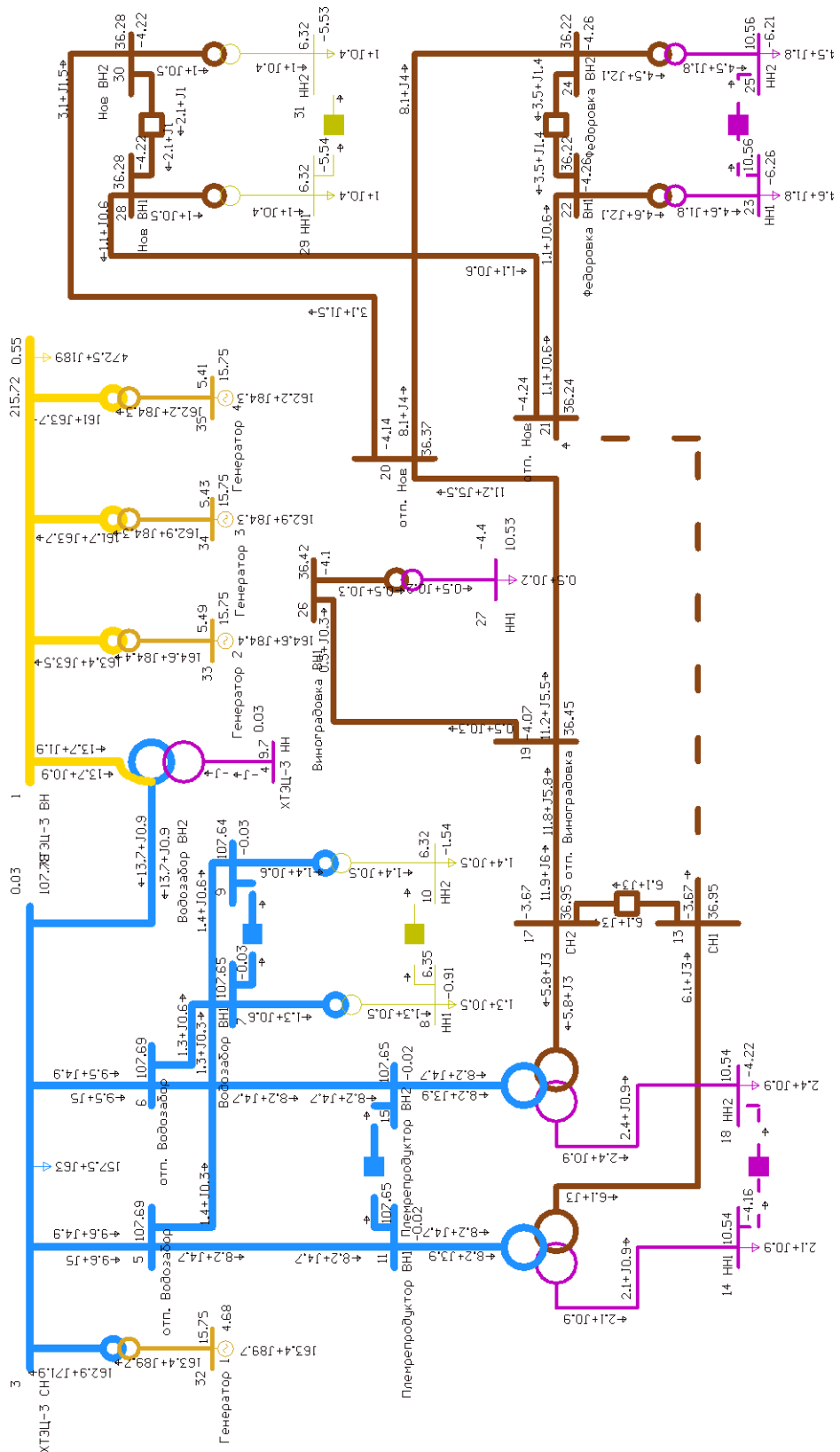
Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	KтГ	N анц	БД анц	P нач	Q нач	Na	I пях	I загр.	Vнач	Vкон	
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1			-14	-2		37		215.7	215.6
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5				-14	-1		37		215.6	107.8
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045				0	0		0		215.6	9.7
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6					-10	-5		58	12.9	107.8	107.7
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6					-10	-5		58	12.8	107.8	107.7
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9					-1	0		8	1.7	107.7	107.6
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9					-1	0		8	1.8	107.7	107.6
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1		-1	-1		8		107.6	6.3
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1		-1	-1		8		107.6	6.3
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2														
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2														
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племпредуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2					-8	-5		51	11.3	107.7	107.6
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племпредуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2					-8	-5		51	11.3	107.7	107.6
1	Выкл	11	15			Племпредуктор ВН1 - Племпредуктор ВН2														
0	Тр-р	11	12			Племпредуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2		-8	-5		51		107.6	116.3
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318				-6	-3		34		116.3	36.9
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091				-2	-1		11		116.3	10.5
0	Тр-р	15	16			Племпредуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2		-8	-5		51		107.6	116.3
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318				-6	-3		32		116.3	36.9
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091				-2	-1		13		116.3	10.5
0	Выкл	13	17			СН1 - СН2								-6	-3		106		36.9	36.9
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2														
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26						-12	-6		208	62.9	36.9	36.4
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21						-11	-6		199	60.2	36.4	36.4
1	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47												
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53						-1	-1		20	6.1	36.2	36.2
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53						-8	-4		143	43.4	36.4	36.2
0	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2								3	1		60		36.2	36.2
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	0.88	10.1	65.3	0.297	7	6		-5	-2		81		36.2	10.6
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	0.88	10.1	65.3	0.297	7	6		-5	-2		79		36.2	10.6
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2														
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72						-1	0		9	2.3	36.4	36.4
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3		-1	0		9		36.4	10.5
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86						1	1		20	6.1	36.2	36.3
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86						-3	-2		55	16.8	36.4	36.3
0	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2								2	1		38		36.3	36.3
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4		-1	0		18		36.3	6.3
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4		-1	0		18		36.3	6.3
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2														
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14				163	72		954		107.8	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07				163	63		469		215.7	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07				162	64		465		215.7	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07				161	64		464		215.7	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим максимальных нагрузок после реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	В ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	472.5	189							-1.95	215.72	0.57
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-2.01	215.57	0.04
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	157.5	63							-2.02	107.77	0.05
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-2.99	9.7	0.04
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.69	0.01
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-2.11	107.68	0.01
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-2.14	107.64	-0.01
Нагр	8	НН1	6		6	1.3	0.5							5.81	6.35	-0.89
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-2.14	107.65	-0.02
Нагр	10	НН2	6		6	1.4	0.5							5.32	6.32	-1.52
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-2.14	107.65	-0.01
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									6.01	116.61	-3.56
Нагр	13	СН1	35		3									5.83	37.04	-3.53
Нагр	14	НН1	10		5	2.1	0.9							5.71	10.57	-4.02
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-2.14	107.64	-0.01
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									5.68	116.24	-3.86
Нагр	17	СН2	35		3									5.49	36.92	-3.83
Нагр	18	НН2	10		5	2.4	0.9							5.36	10.54	-4.38
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									4.76	36.67	-4.04
Нагр	20	отп. Нов	35		3									4.65	36.63	-4.07
Нагр	21	отп. Нов	35		3									5.05	36.77	-3.77
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									4.83	36.69	-3.84
Нагр	23	НН1	10		5	4.6	1.8							6.07	10.61	-6.66
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									4.43	36.55	-4.14
Нагр	25	НН2	10		5	4.5	1.8							5.66	10.57	-6.93
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									4.69	36.64	-4.07
Нагр	27	НН1	10		5	0.5	0.2							5.97	10.6	-4.37
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									4.98	36.74	-3.79
Нагр	29	НН1	6		6	1	0.4							6.65	6.4	-5.08
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									4.57	36.6	-4.1
Нагр	31	НН2	6		6	1	0.4							6.23	6.37	-5.39
База	32	Генератор 1	16		4			162.9	89.7	15.8	-90	180			15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		4			164.6	84.4	15.8	-90	180			15.75	5.51
Ген	34	Генератор 3	16		4			162.3	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.44
Ген	35	Генератор 4	16		4			163.1	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.46

Токовая загрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	56	56	ВН	1			450	450	12.4
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	59	59	ВН	1			450	450	13.2
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	ВН	1			450	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	ВН	1			450	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	49	49	ВН	1			450	450	10.8
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	53	53	ВН	1			450	450	11.7
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	107	107	ВН	1			330	330	32.4
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	97	97	ВН	1			330	330	29.3
13	21	СН1 - отп. Нов	99	99	ВН	1			330	330	29.9
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	80	80	ВН	1			330	330	24.3
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	79	79	ВН	1			330	330	23.9
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	ВН	1			390	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	17	17	ВН	1			330	330	5.2
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	17	17	ВН				330	330	5.3

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP III-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	3.49		1.2		2.29		63.2		51.6		11.6
110	0.49	0.01	0.47	0	0		18.72	0.03	18.14	-0.83	1.38
35	0.15	0.08	0.06		0		0.97	0.11	0.61		0.25
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	К/г	N ащ	БД ащ	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		-14	-2		38		215.7	215.6
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3				0.5		-14	-1		38		215.6	107.8
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		215.6	9.7
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-9	-5		56	12.4	107.8	107.7
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-10	-5		59	13.2	107.8	107.7
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		8	1.7	107.7	107.6
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		8	1.8	107.7	107.6
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1	-1	-1		8		107.6	6.3
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1	-1	-1		8		107.6	6.3
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-8	-4		49	10.8	107.7	107.7
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-9	-5		53	11.7	107.7	107.6
1	Выкл	11	15			Племярепродуктор ВН1 - Племярепродуктор ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племярепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-8	-4		49		107.7	116.6
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-6	-3		31		116.6	37
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-2	-1		11		116.6	10.6
0	Тр-р	15	16			Племярепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-9	-5		53		107.6	116.2
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-6	-3		34		116.2	36.9
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-2	-1		13		116.2	10.5
1	Выкл	13	17			СН1 - СН2													
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-6	-3		107	32.4	36.9	36.7
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-6	-3		97	29.3	36.7	36.6
0	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47					-6	-3		99	29.9	37	36.8
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53					-5	-2		80	24.3	36.8	36.7
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53					-5	-2		79	23.9	36.6	36.6
1	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2													
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.297	7	6	-5	-2		80		36.7	10.6
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	1.4	14.6	46.3	0.297	7	6	-5	-2		79		36.6	10.6
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0		9	2.3	36.7	36.6
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3	-1	0		9		36.6	10.6
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					-1	0		17	5.2	36.8	36.7
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-1	0		17	5.3	36.6	36.6
1	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2													
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4	-1	0		17		36.7	6.4
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4	-1	0		17		36.6	6.4
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			163	72		952		107.8	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			163	63		469		215.7	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			161	64		464		215.7	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			162	64		466		215.7	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим минимальных нагрузок после реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	В ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	283.5	113.4							-0.2	219.56	2.51
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-0.18	219.6	2.07
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	94.5	37.8							-0.19	109.79	2.07
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-1.18	9.88	2.07
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-0.23	109.74	2.04
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-0.24	109.74	2.04
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-0.26	109.72	2.03
Нагр	8	НН1	6		6	0.8	0.3							1.11	6.07	1.52
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-0.25	109.72	2.03
Нагр	10	НН2	6		6	0.8	0.3							0.84	6.05	1.16
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-0.25	109.72	2.04
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									1.6	111.76	0.03
Нагр	13	СН1	35		3									1.47	35.51	0.05
Нагр	14	НН1	10		5	1.3	0.5							1.44	10.14	-0.27
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-0.26	109.72	2.03
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									1.44	111.58	-0.15
Нагр	17	СН2	35		3									1.3	35.46	-0.13
Нагр	18	НН2	10		5	1.4	0.5							1.28	10.13	-0.49
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									0.86	35.3	-0.26
Нагр	20	отп. Нов	35		3									0.8	35.28	-0.28
Нагр	21	отп. Нов	35		3									1	35.35	-0.1
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									0.86	35.3	-0.15
Нагр	23	НН1	10		5	2.8	1.1							1.04	10.1	-1.4
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									0.66	35.23	-0.33
Нагр	25	НН2	10		5	2.7	1.1							0.84	10.08	-1.55
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									0.81	35.29	-0.28
Нагр	27	НН1	10		5	0.3	0.1							2.15	10.21	-0.47
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									0.95	35.33	-0.12
Нагр	29	НН1	6		6	0.6	0.2							0.06	6	-0.95
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									0.75	35.26	-0.3
Нагр	31	НН2	6		6	0.6	0.2							1.36	6.08	-1.13
База	32	Генератор 1	16		4			93.7	49.8	15.8	-90	180			15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		4			100.6	47.9	15.8	-90	180			15.75	5.48
Ген	34	Генератор 3	16		4			98.9	47.9	15.8	-90	180			15.75	5.43
Ген	35	Генератор 4	16		4			99.1	47.9	15.8	-90	180			15.75	5.43

Токовая загрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	32	32	ВН	1			450	450	7.1
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	34	34	ВН	1			450	450	7.6
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	4	5	ВН	1			450	450	1
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	4	5	ВН	1			450	450	1.1
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	28	28	ВН	1			450	450	6.3
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	30	30	ВН	1			450	450	6.8
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	64	64	ВН	1			330	330	19.5
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	59	59	ВН	1			330	330	18
13	21	СН1 - отп. Нов	60	60	ВН	1			330	330	18.2
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	50	50	ВН	1			330	330	15
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	49	49	ВН	1			330	330	14.8
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	6	6	ВН	1			390	390	1.5
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	11	11	ВН	1			330	330	3.3
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	11	11	ВН	1			330	330	3.3

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP III-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	2.81		0.44		2.37		30.69		18.68		12.02
110	0.16	0	0.15	0	0		6.49	0.01	5.91	-0.86	1.43
35	0.04	0.03	0.01		0		0.39	0.04	0.12		0.23
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

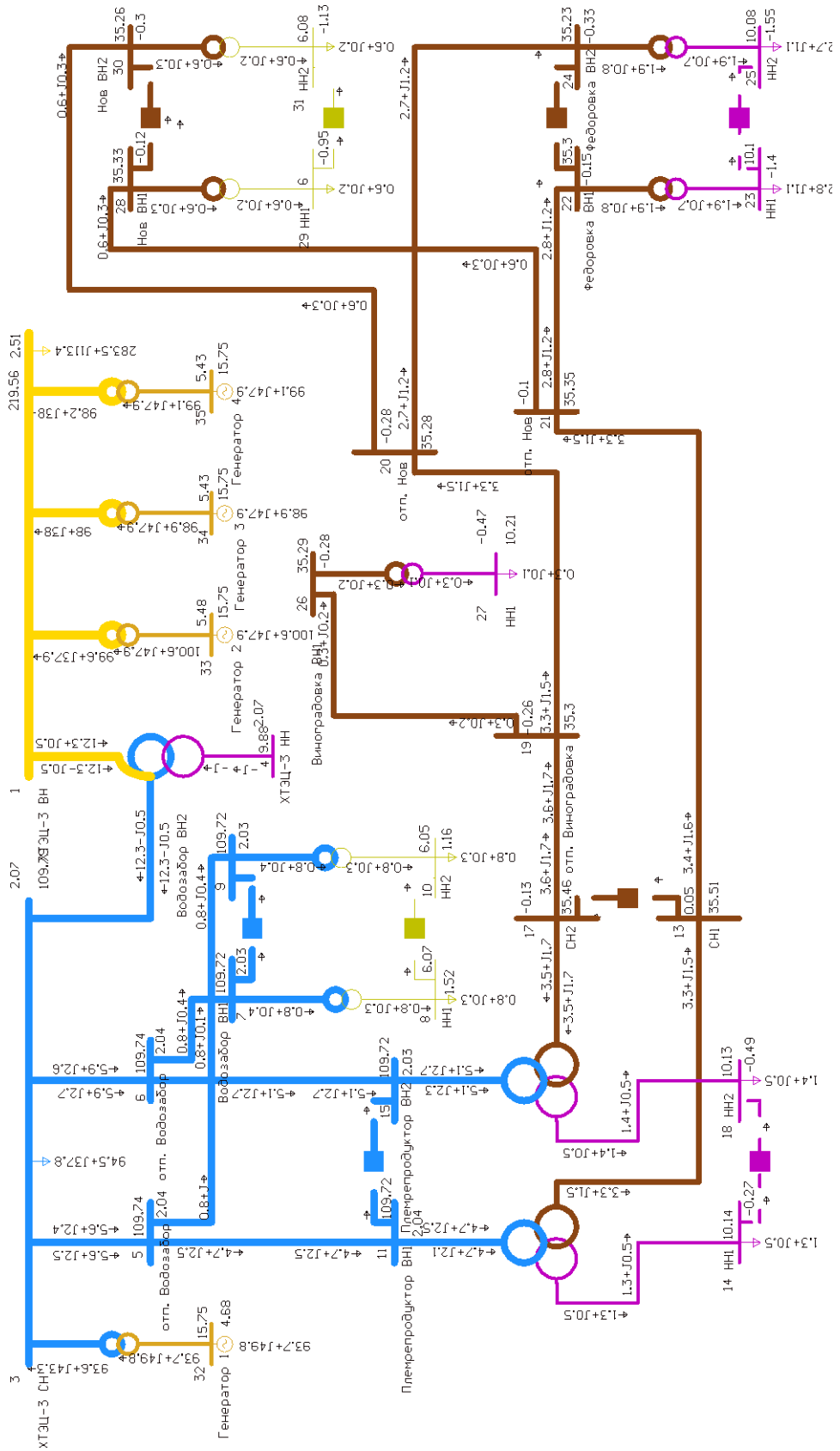
Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	К/г	N ац	БД ац	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		-12	-1		32		219.6	219.6
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3			0.5			-12	1		32		219.6	109.8
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		219.6	9.9
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-6	-2		32	7.1	109.8	109.7
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-6	-3		34	7.6	109.8	109.7
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		5	1	109.7	109.7
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		5	1.1	109.7	109.7
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.056	9	1	-1	0		5		109.7	6.1
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.056	9	1	-1	0		5		109.7	6.1
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-5	-2		28	6.3	109.7	109.7
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-5	-3		30	6.8	109.7	109.7
1	Выкл	11	15			Племярепродуктор ВН1 - Племярепродуктор ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племярепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.037	12	2	-5	-2		28		109.7	111.8
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-3	-2		19		111.8	35.5
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-1	-1		7		111.8	10.1
0	Тр-р	15	16			Племярепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.037	12	2	-5	-3		30		109.7	111.6
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-4	-2		20		111.6	35.5
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-1	-1		8		111.6	10.1
1	Выкл	13	17			СН1 - СН2													
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-4	-2		64	19.5	35.5	35.3
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-3	-2		59	18	35.3	35.3
0	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47					-3	-2		60	18.2	35.5	35.3
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53					-3	-1		50	15	35.3	35.3
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53					-3	-1		49	14.8	35.3	35.2
1	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2													
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.289	9	6	-2	-1		34		35.3	10.1
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	1.4	14.6	46.3	0.289	9	6	-2	-1		34		35.2	10.1
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					0	0		6	1.5	35.3	35.3
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3	0	0		6		35.3	10.2
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					-1	0		11	3.3	35.3	35.3
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-1	0		11	3.3	35.3	35.3
1	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2													
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.171	7	4	-1	0		11		35.3	6
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.174	6	4	-1	0		11		35.3	6.1
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			94	43		542		109.8	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			100	38		280		219.6	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			98	38		276		219.6	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			98	38		277		219.6	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0
Аварийный режим после реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	N схм	Район	Р н	Q н	Р г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	В ш	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220		1	472.5	189							-1.95	215.72	0.55
Нагр	2	Нейтраль	220		1									-2.01	215.57	0.03
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110		2	157.5	63							-2.02	107.78	0.03
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10		5									-2.99	9.7	0.03
Нагр	5	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.69	0
Нагр	6	отп. Водозабор	110		2									-2.1	107.69	0
Нагр	7	Водозабор ВН1	110		2									-2.14	107.65	-0.03
Нагр	8	НН1	6		6	1.3	0.5							5.82	6.35	-0.91
Нагр	9	Водозабор ВН2	110		2									-2.14	107.64	-0.03
Нагр	10	НН2	6		6	1.4	0.5							5.31	6.32	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110		2									-2.14	107.65	-0.02
Нагр	12	Нейтраль1	110		2									5.74	116.32	-3.7
Нагр	13	СН1	35		3									5.56	36.95	-3.67
Нагр	14	НН1	10		5	2.1	0.9							5.43	10.54	-4.16
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110		2									-2.14	107.65	-0.02
Нагр	16	Нейтраль2	110		2									5.74	116.31	-3.7
Нагр	17	СН2	35		3									5.56	36.94	-3.67
Нагр	18	НН2	10		5	2.4	0.9							5.42	10.54	-4.22
Нагр	19	отп. Виноградовка	35		3									4.13	36.45	-4.07
Нагр	20	отп. Нов	35		3									3.91	36.37	-4.14
Нагр	21	отп. Нов	35		3									3.56	36.24	-4.24
Нагр	22	Федоровка ВН1	35		3									3.5	36.22	-4.26
Нагр	23	НН1	10		5	4.6	1.8							5.95	10.6	-7.16
Нагр	24	Федоровка ВН2	35		3									3.5	36.23	-4.26
Нагр	25	НН2	10		5	4.5	1.8							5.97	10.6	-7.09
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35		3									4.06	36.42	-4.1
Нагр	27	НН1	10		5	0.5	0.2							5.33	10.53	-4.4
Нагр	28	Нов ВН1	35		3									3.65	36.28	-4.22
Нагр	29	НН1	6		6	1	0.4							5.26	6.32	-5.54
Нагр	30	Нов ВН2	35		3									3.65	36.28	-4.22
Нагр	31	НН2	6		6	1	0.4							5.26	6.32	-5.53
База	32	Генератор 1	16		4			163.4	89.7	15.8	-90	180			15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		4			164.6	84.4	15.8	-90	180			15.75	5.49
Ген	34	Генератор 3	16		4			162.9	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.43
Ген	35	Генератор 4	16		4			162.2	84.3	15.8	-90	180			15.75	5.41

Токовая нагрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	контр. I	N_I(t)	Tс	I доп 25	I доп об	I/I доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	58	58	ВН	1			450	450	12.9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	57	58	ВН	1			450	450	12.8
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	ВН	1			450	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	ВН	1			450	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	51	51	ВН	1			450	450	11.3
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	51	51	ВН	1			450	450	11.3
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	208	208	ВН	1			330	330	62.9
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	199	199	ВН	1			330	330	60.2
13	21	СН1 - отп. Нов			ВН	1			330	330	
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	20	20	ВН	1			330	330	6
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	143	143	ВН	1			330	330	43.3
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	ВН	1			390	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	20	20	ВН	1			330	330	6
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	55	55	ВН	1			330	330	16.8

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX тр	dP III-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген Л	Q XX тр
220	3.49		1.2		2.29		63.14		51.54		11.6
110	0.49	0.01	0.47	0	0		18.78	0.03	18.2	-0.83	1.38
35	0.23	0.17	0.06		0		1.1	0.23	0.62		0.24
16											
10											
6											

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

S	Тип	N нач	N кон	N п	ID Групп	Название	R	X	B	К/г	N ащ	БД ащ	P нач	Q нач	Na	I max	I загр.	Vнач	Vкон
0	Тр-р	1	2			ХТЭЦ-3 ВН - Нейтраль	0.3	30.4	18.9		1		-14	-2		37		215.7	215.6
0	Тр-р	2	3			Нейтраль - ХТЭЦ-3 СН	0.3				0.5		-14	-1		37		215.6	107.8
0	Тр-р	2	4			Нейтраль - ХТЭЦ-3 НН	0.6	54.2		0.045			0	0		0		215.6	9.7
0	ЛЭП	3	5			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-10	-5		58	12.9	107.8	107.7
0	ЛЭП	3	6			ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	0.48	1.03	-6.6				-10	-5		58	12.8	107.8	107.7
0	ЛЭП	6	7			отп. Водозабор - Водозабор ВН1	1.9	4.03	-25.9				-1	0		8	1.7	107.7	107.6
0	ЛЭП	5	9			отп. Водозабор - Водозабор ВН2	1.9	4.03	-25.9				-1	0		8	1.8	107.7	107.6
0	Тр-р	7	8			Водозабор ВН1 - НН1	7.95	139	5.3	0.059	5	1	-1	-1		8		107.6	6.3
0	Тр-р	9	10			Водозабор ВН2 - НН2	14.7	220.4	3.8	0.059	5	1	-1	-1		8		107.6	6.3
1	Выкл	7	9			Водозабор ВН1 - Водозабор ВН2													
1	Выкл	8	10			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	5	11			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН1	0.24	0.5	-3.2				-8	-5		51	11.3	107.7	107.6
0	ЛЭП	6	15			отп. Водозабор - Племярепродуктор ВН2	0.24	0.5	-3.2				-8	-5		51	11.3	107.7	107.6
1	Выкл	11	15			Племярепродуктор ВН1 - Племярепродуктор ВН2													
0	Тр-р	11	12			Племярепродуктор ВН1 - Нейтраль1	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-8	-5		51		107.6	116.3
0	Тр-р	12	13			Нейтраль1 - СН1	2.6			0.318			-6	-3		34		116.3	36.9
0	Тр-р	12	14			Нейтраль1 - НН1	2.6	52		0.091			-2	-1		11		116.3	10.5
0	Тр-р	15	16			Племярепродуктор ВН2 - Нейтраль2	2.6	88.9	12.1	1.12	16	2	-8	-5		51		107.6	116.3
0	Тр-р	16	17			Нейтраль2 - СН2	2.6			0.318			-6	-3		32		116.3	36.9
0	Тр-р	16	18			Нейтраль2 - НН2	2.6	52		0.091			-2	-1		13		116.3	10.5
0	Выкл	13	17			СН1 - СН2							-6	-3		106		36.9	36.9
1	Выкл	14	18			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	17	19			СН2 - отп. Виноградовка	0.92	1.26					-12	-6		208	62.9	36.9	36.4
0	ЛЭП	19	20			отп. Виноградовка - отп. Нов	0.15	0.21					-11	-6		199	60.2	36.4	36.4
1	ЛЭП	13	21			СН1 - отп. Нов	1.07	1.47											
0	ЛЭП	21	22			отп. Нов - Федоровка ВН1	0.38	0.53					-1	-1		20	6	36.2	36.2
0	ЛЭП	20	24			отп. Нов - Федоровка ВН2	0.38	0.53					-8	-4		143	43.3	36.4	36.2
0	Выкл	22	24			Федоровка ВН1 - Федоровка ВН2							4	2		61		36.2	36.2
0	Тр-р	22	23			Федоровка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.301	6	6	-5	-2		81		36.2	10.6
0	Тр-р	24	25			Федоровка ВН2 - НН2	1.4	14.6	46.3	0.301	6	6	-5	-2		80		36.2	10.6
1	Выкл	23	25			НН1 - НН2													
0	ЛЭП	19	26			отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	1.03	1.72					-1	0		9	2.3	36.4	36.4
0	Тр-р	26	27			Виноградовка ВН1 - НН1	1.4	14.6	46.3	0.29	6	3	-1	0		9		36.4	10.5
0	ЛЭП	21	28			отп. Нов - Нов ВН1	0.63	0.86					1	1		20	6	36.2	36.3
0	ЛЭП	20	30			отп. Нов - Нов ВН2	0.63	0.86					-3	-2		55	16.8	36.4	36.3
0	Выкл	28	30			Нов ВН1 - Нов ВН2							2	1		37		36.3	36.3
0	Тр-р	28	29			Нов ВН1 - НН1	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4	-1	0		18		36.3	6.3
0	Тр-р	30	31			Нов ВН2 - НН2	5.1	31.9	22.4	0.177	5	4	-1	0		18		36.3	6.3
1	Выкл	29	31			НН1 - НН2													
0	Тр-р	3	32			ХТЭЦ-3 СН - Генератор 1	0.15	6.1	85.4	0.14			163	72		954		107.8	15.8
0	Тр-р	1	33			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 2	0.6	25.7	76.8	0.07			163	63		469		215.7	15.8
0	Тр-р	1	34			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 3	0.6	25.7	76.8	0.07			162	64		465		215.7	15.8
0	Тр-р	1	35			ХТЭЦ-3 ВН - Генератор 4	0.6	25.7	76.8	0.07			161	64		464		215.7	15.8

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Федоровка

Расчет грозоупорности ЛЭП:

$$h_{\text{тр}} := 5 + 21.45 = 26.45$$

$$h_{\text{трП}} := 22.9$$

$$h_{\text{прН}} := 5 + 10.5 = 15.5$$

$$h_{\text{прНП}} := 14$$

$$h_{\text{прВ}} := h_{\text{прН}} + 6 = 21.5$$

$$h_{\text{прВП}} := h_{\text{прНП}} + 6 = 20$$

$$h_{\text{трНпр}} := h_{\text{тр}} - h_{\text{прВ}} = 4.95$$

$$h_{\text{трНпрП}} := h_{\text{трП}} - h_{\text{прВП}} = 2.9$$

$$h_{\Gamma} := 7$$

$$f_{\text{тр}} := h_{\text{прН}} - h_{\Gamma} = 8.5$$

$$f_{\text{трП}} := h_{\text{прНП}} - h_{\Gamma} = 7$$

$$h_{\text{ср}} := h_{\text{тр}} - \frac{2}{3}f_{\text{тр}} = 20.783$$

$$h_{\text{срП}} := h_{\text{трП}} - \frac{2}{3}f_{\text{трП}} = 18.233$$

$$l_{\text{пр}} := 150$$

$$N_{\Gamma\text{Д}} := 40 \quad 20 - 40 \text{ часов грозы}$$

$$P_0 := 0.05 \cdot N_{\Gamma\text{Д}} = 2 \quad d_{\text{тр_тр}} := 2$$

$$N_{\text{П}} := 0.2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{\text{тр_тр}}}{2} + 5 \cdot h_{\text{срП}} - \frac{2 \cdot h_{\text{срП}}^2}{30} \right) = 28.001$$

$$N_{\text{ОП}} := 4N_{\text{П}} \frac{h_{\text{трП}}}{l_{\text{пр}}} = 17.099$$

$$U_{50\%} := 350 \quad h_{\text{ОП}} := h_{\text{трП}} \quad L_0 := 0.7 \quad M_0 := 0.2$$

$$\tau_{\phi} := 2 \quad R_u := 30 \quad K_{\text{отв}} := 0.95$$

$$I_{\text{КР}} := \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{\text{отв}}^2 \cdot L_0 \cdot h_{\text{ОП}}}{\tau_{\phi}} + \frac{M_0 \cdot h_{\text{ОП}}}{\tau_{\phi}}} = 8.855$$

$$P_{\text{ОП}} := e^{-0.4 \cdot I_{\text{КР}}} = 0.029$$

$$U_{\text{нр}} := 40.5 \quad l_{\text{разр}} := 0.665$$

$$U_{\text{ном}} := 35 \quad r_{\text{пр}} := \frac{13.5}{2} = 6.75$$

$$\eta := \left(0.92 \cdot \frac{U_{\text{нр}}}{l_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0.5$$

$$n_{\text{ОП}} := N_{\text{ОП}} \cdot P_{\text{ОП}} \cdot \eta = 0.248$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Федоровка

$$\Delta S := 1$$

$$\Delta h := 3$$

$$D := 1 + U_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{h_{\text{трП}}}{\Delta h} \cdot \left[\frac{\left(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-3} \right)^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{\text{срП}}}{r_{\text{пр}}} \right)} \right] = 1.008$$

$$\tan \alpha := \tan \left(\frac{\Delta S}{\Delta h} \right) = 0.346 \quad \text{atan}(\tan \alpha) = 0.333 \quad \frac{180 \cdot 0.5}{\pi} = 28.648$$

$$\alpha := \frac{180 \cdot 0.333}{\pi} = 19.079$$

$$P_{\alpha} := e^{-\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{трП}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = 6.333 \times 10^{-3}$$

$$N_{\text{пр}} := N_{\text{П}} \cdot P_{\alpha} = 0.177 \quad z_{\text{кор.пр}} := 210$$

$$U_{50} := 175 \quad \eta_{\text{пр}} := 0.9$$

$$U_{50\%1} := U_{50} \cdot \left[0.92 - 0.0121 \cdot e^{(0.74 - 0.06 \cdot I_{\text{разр}}) \cdot (I_{\text{разр}}^{-3})} \right] = 160.587$$

$$I_{\text{кр}} := \frac{2U_{50\%1}}{z_{\text{кор.пр}} \cdot \eta} = 3.057 \quad P_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}} = 0.885 \quad n_{\text{пр}} := N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta = 0.079$$

$$c_c := 300 \quad E_{\text{ср}} := 700$$

$$\beta := 1.16 \cdot \frac{\sqrt{\ln \left(\frac{1.5 \cdot h_{\text{срП}} \cdot E_{\text{ср}}}{U_{50\%}} \right)}}{\sqrt{\ln \left(\frac{2 \cdot h_{\text{срП}}}{r_{\text{пр}} \cdot 10^{-3}} \right)}} = 0.792$$

$$v := c_c \cdot \beta = 237.464 \quad z_{\text{пр}} := 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{\text{срП}}}{r_{\text{пр}} \cdot 10^{-3}} \right) \cdot \beta \cdot \frac{1}{2^2} = 102.045$$

$$k_{\Gamma} := 0.19 \quad k := \frac{k_{\Gamma}}{\beta} = 0.24$$

$$a_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot E_{\text{ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{z_{\text{пр}} \cdot (1 - k) \cdot l_{\text{пр}}} = 85.737$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Федоровка

$$N_{\text{ТР}} := N_{\text{П}} - N_{\text{ПР}} - N_{\text{ОП}} = 10.724$$

$$I_{\text{КР2}} := \frac{a_{\text{кр}} \cdot r_{\text{ПР}} \cdot 10^{-3} \cdot l_{\text{ПР}} \cdot k}{2 \cdot v \cdot R_{\text{у}}} = 1.462 \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{ТР}} := e^{-0.08 \cdot a_{\text{кр}}} = 1.05 \times 10^{-3}$$

$$n_{\text{ТР}} := N_{\text{ТР}} \cdot P_{\text{ТР}} \cdot \eta = 5.634 \times 10^{-3} \quad a_{\text{T}} := 48 \quad b_{\text{T}} := 36 \quad h_{\text{с}} := 7.85$$

$$R_{\text{ЭКВ}} := 5 \cdot h_{\text{с}} - \frac{2 \cdot h_{\text{с}}^2}{30} = 35.142$$

$$N_{\text{ПУ}} := P_0 \cdot (a_{\text{T}} + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (b_{\text{T}} + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (\eta \cdot P_{\alpha} \cdot P_{\text{ПР}} + n_{\text{ОП}} \cdot P_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-6} = 2.508 \times 10^{-4}$$

$$T_{\text{ПУ}} := \frac{1}{N_{\text{ПУ}}} = 3.988 \times 10^3$$

$$n_{\text{вл}} := n_{\text{ОП}} + n_{\text{ТР}} + n_{\text{ПР}} = 0.332$$

Расчет заземления ПС:

$$A_1 := 48 \quad B_1 := 36$$

$$S_1 := (A_1 + 2 \cdot 1.5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1.5) = 1.989 \times 10^3 \quad a_{\text{r}} := 6$$

$$L_{1\text{r}} := \frac{2 \cdot S_1}{a_{\text{r}}} = 663 \quad \sqrt{S_1} = 44.598$$

$$m_{\text{A1}} := \frac{A_1}{a_{\text{r}}} = 8 \quad m_{\text{B1}} := \frac{B_1}{a_{\text{r}}} = 6$$

$$m_1 := \frac{L_{1\text{r}}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = 6.433 \quad m_{\text{вл}} := 7$$

$$L_{1\text{r.расч}} := 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 713.571 \quad a_{\text{B}} := 6 \quad l_{\text{B}} := 5$$

$$n_{\text{B1}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_{\text{B}}} - 1 = 28.732 \quad n_{\text{вл1}} := 25$$

$$h_{1\text{э}} := l_{\text{B}} + 2 = 7$$

$$h_1 := 6 \quad \rho_1 := 30 \quad \frac{l_{\text{B}}}{\sqrt{S_1}} = 0.112$$

$$h_2 := 8 \quad \rho_2 := 70$$

$$\rho_{\text{ЭКВ}} := \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}} = 22.273$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
 Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Федоровка

$$A_s := 0.4$$

$$R_{CT1} := \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A_s}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{B1} \cdot l_B} \right) = 0.228 \quad I_M := 65$$

$$\alpha_{\text{И}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.333$$

$$R_{\text{И1}} := R_{CT1} \cdot \alpha_{\text{И}} = 0.304$$

Расчет молниезащиты ПС:

$$h_{\text{ЛП}} := h_c = 7.85 \quad h := 24$$

$$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h = 20.4$$

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 25.248$$

$$h_x := h_{\text{ЛП}}$$

$$r_x := \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right) \cdot r_0 = 15.532 \quad d := 2r_x = 31.065$$

$$L_{12} := 32.45$$

$$h_{\text{СХ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{12} - h) = 18.903$$

$$r_{\text{С0}} := r_0 = 25.248$$

$$r_{\text{СХ}} := r_{\text{С0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{СХ}} - h_x}{h_{\text{СХ}}} \right) = 14.763$$

$$r_{\text{СХЛП}} := r_{\text{С0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{СХ}} - h_{\text{ЛП}}}{h_{\text{СХ}}} \right) = 14.763$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Экономический расчет реконструируемой сети

$$l_{\text{Пл.Фед}} := 4.75 \text{ км} \quad l_{\text{отпФед}} := 1.25$$

$$l_{\text{отп.Вин}} := 4.15 \text{ км}$$

$$l_{\text{отп.Нов}} := 2.05 \text{ км}$$

$$K_{\text{инфл}} := 5.17 \quad K_{\text{зон}} := 1.4 \text{ в период с 2000 по 2018 год}$$

Капиталовложения:
ЛЭП

Стальные опоры

Для ВЛ 35 кВ 2 цепи

сечение 95 $k_{35.2} := 1200 \text{ тыс.руб/км}$

$$K_{\text{Пл.Фед}} := l_{\text{Пл.Фед}} \cdot k_{35.2} = 5.7 \times 10^3 \text{ тыс.руб} \quad K_{\text{проч}} := 1.125$$

$$K_{\text{ВЛ}} := K_{\text{Пл.Фед}} \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{проч}}$$

$$K_{\text{ВЛ}} = 4.6414 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения:
ПС

ОРУ

$$K_{\text{зат}} := 1.1 \quad K_{\text{ру}} := 18500$$

$$K_{\text{выклФед35}} := 3 \cdot 200 = 600 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{КРУН10}} := 1300 = 1.3 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Трансформаторы

$$K_{\text{ТРФед}} := 2 \cdot 2800 \text{ тыс.руб}$$

Постоянная часть затрат

$$K_{\text{пост.Фед}} := 7000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору}} := K_{\text{выклФед35}} + K_{\text{КРУН10}} + K_{\text{пост.Фед}} = 8.9 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{ру}} + K_{\text{ТРФед}} + K_{\text{пост.Фед}} + K_{\text{выклФед35}} + K_{\text{КРУН10}}) \cdot K_{\text{зат}} \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{проч}}$$

$$K_{\text{пс}} = 2.956 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет реконструируемой сети

$$K_{\Sigma} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 3.41995 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{амПС}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл}}} = 1.47791 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\text{амВЛ}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 2.32068 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 1.70998 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{рээвл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рээпс}} := 0.059$$

$$I_{\text{рээ}} := \alpha_{\text{рээвл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рээпс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 1.781 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на потери:

Потери в ВЛ:

$$\Delta P_k := 0.008 \quad T_{\Gamma} := 8760$$

$$\Delta W_k := \Delta P_k \cdot 2l_{\text{отпФед}} \cdot T_{\Gamma} = 175.2 \quad \text{МВт}$$

$$r_{350} := 0.306 \quad \text{Ом/км} \quad T_3 := 6540 \quad \text{ч} \quad T_{\text{л}} := T_{\Gamma} - T_3 = 2.22 \times 10^3 \quad \text{ч}$$

$$R_{\text{Пл.Фед}} := r_{350} \cdot l_{\text{отпФед}} = 0.383 \quad \text{Ом} \quad U := 35$$

$$P_{\text{эфФед1з}} := 4.4878 \quad \text{МВт} \quad Q_{\text{нескФед1з}} := 2.1 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\text{эфФед2з}} := 4.4 \quad \text{МВт} \quad Q_{\text{нескФед2з}} := 2.1 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\text{эфФед1л}} := 2.6947 \quad \text{МВт} \quad Q_{\text{нескФед1л}} := 1.2 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{\text{эфФед2л}} := 2.6419 \quad \text{МВт} \quad Q_{\text{нескФед2л}} := 1.2 \quad \text{Мвар}$$

$$\Delta W_{\text{Пл.Фед1}} := \frac{P_{\text{эфФед1з}}^2 + Q_{\text{нескФед1з}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{Пл.Фед}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эфФед1л}}^2 + Q_{\text{нескФед1л}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{Пл.Фед}} \cdot T_{\text{л}}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет реконструируемой сети

$$\Delta W_{\text{Пл.Фед1}} = 56.165 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{Пл.Фед2}} := \frac{P_{\text{эфФед2з}}^2 + Q_{\text{нескФед2з}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{Пл.Фед}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эфФед2л}}^2 + Q_{\text{нескФед2л}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{Пл.Фед}} \cdot T_{\text{л}}$$

$$\Delta W_{\text{Пл.Фед2}} = 54.377 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} := \Delta W_{\text{Пл.Фед1}} + \Delta W_{\text{Пл.Фед2}} = 110.542 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} := \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{к}} = 285.742 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери в ТР:

ТМН – 6300/35

$$R_{\text{тр.10}} := 0.88 \text{ Ом} \quad \Delta P_{\text{х10}} := 0.0145 \quad U := 35$$

$$\Delta W_{\text{трФед1}} := \frac{P_{\text{эфФед1з}}^2 + Q_{\text{нескФед1з}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр.10}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эфФед1л}}^2 + Q_{\text{нескФед1л}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр.10}} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{\text{х10}} \cdot T_{\text{Г}}$$

$$\Delta W_{\text{трФед1}} = 256.237 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{трФед2}} := \frac{P_{\text{эфФед2з}}^2 + Q_{\text{нескФед2з}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр.10}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эфФед2л}}^2 + Q_{\text{нескФед2л}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр.10}} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{\text{х10}} \cdot T_{\text{Г}}$$

$$\Delta W_{\text{трФед2}} = 252.122 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ТР}} := \Delta W_{\text{трФед1}} + \Delta W_{\text{трФед2}} = 508.359 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma} := \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}} = 794.101 \quad \text{МВт}\cdot\text{ч}$$

$$c_0 := 2.99$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 2.374 \times 10^3 \quad \text{тыс. руб}$$

Издержки общие:

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рзо}} + I_{\Delta W} = 37284.775 \quad \text{тыс. руб}$$

Затраты: $E := 0.1$

$$З := E \cdot K_{\Sigma} + I = 7.148 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет реконструируемой сети

$$P_{\text{срФедЗ}} := 7.59 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{срФедЛ}} := 4.56 \quad \text{МВт}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$W_{\text{сумм}} := P_{\text{срФедЗ}} \cdot T_{\text{З}} + P_{\text{срФедЛ}} \cdot T_{\text{Л}} = 59761.8 \quad \text{МВт*ч}$$

$$C := \frac{И}{W_{\text{сумм}}} = 0.624 \quad \text{руб/КВт*ч}$$

$$C_1 := \frac{И - И_{\Delta W}}{W_{\text{сумм}}} = 0.584 \quad \text{руб/КВт*ч}$$

Расчет ЧДД

$$K := K_{\Sigma} \quad \text{тыс.руб}$$

$$И = 3.728 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 2$$

$$И_{\text{ам}} = 1.71 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ГОД}} := \frac{K}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 1.71 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_{\text{ГОД}} := \frac{И}{20} = 1.864 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$P_{\text{max}} := 7590 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{min}} := 4560 \quad \text{кВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6540 \quad \text{ч}$$

$$T_{\text{min}} := 8760 - T_{\text{max}} \quad \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}} = 5.976 \times 10^7 \quad \text{кВт*ч}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 2.99 = 1.787 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$Z_1 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -188097.52$$

$$Z_{11} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 68877500$$

$$Z_2 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -170997.75$$

$$Z_{12} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 62615909$$

$$Z_3 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -155452$$

$$Z_{13} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 56923554$$

$$Z_4 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -141320$$

$$Z_{14} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 51748685$$

$$Z_5 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 122020693$$

$$Z_{15} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 47044260$$

$$Z_6 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 110927903$$

$$Z_{16} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 42767509$$

$$Z_7 := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 100843548$$

$$Z_{17} := (D - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 38879553$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Экономический расчет реконструируемой сети

$$З_8 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 91675953$$

$$З_{18} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 35345048$$

$$З_9 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 83341775$$

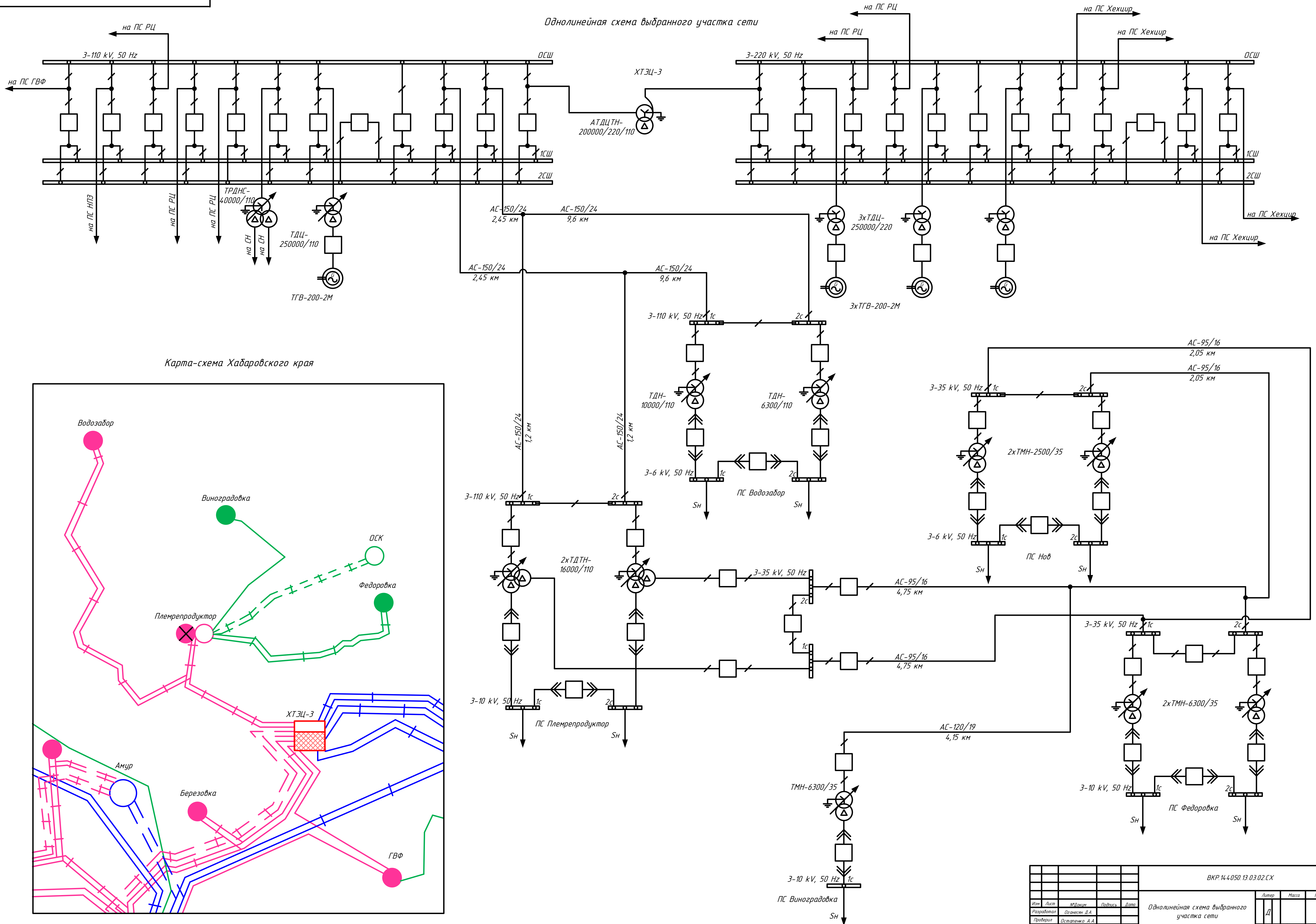
$$З_{19} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 32131862$$

$$З_{10} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 75765250$$

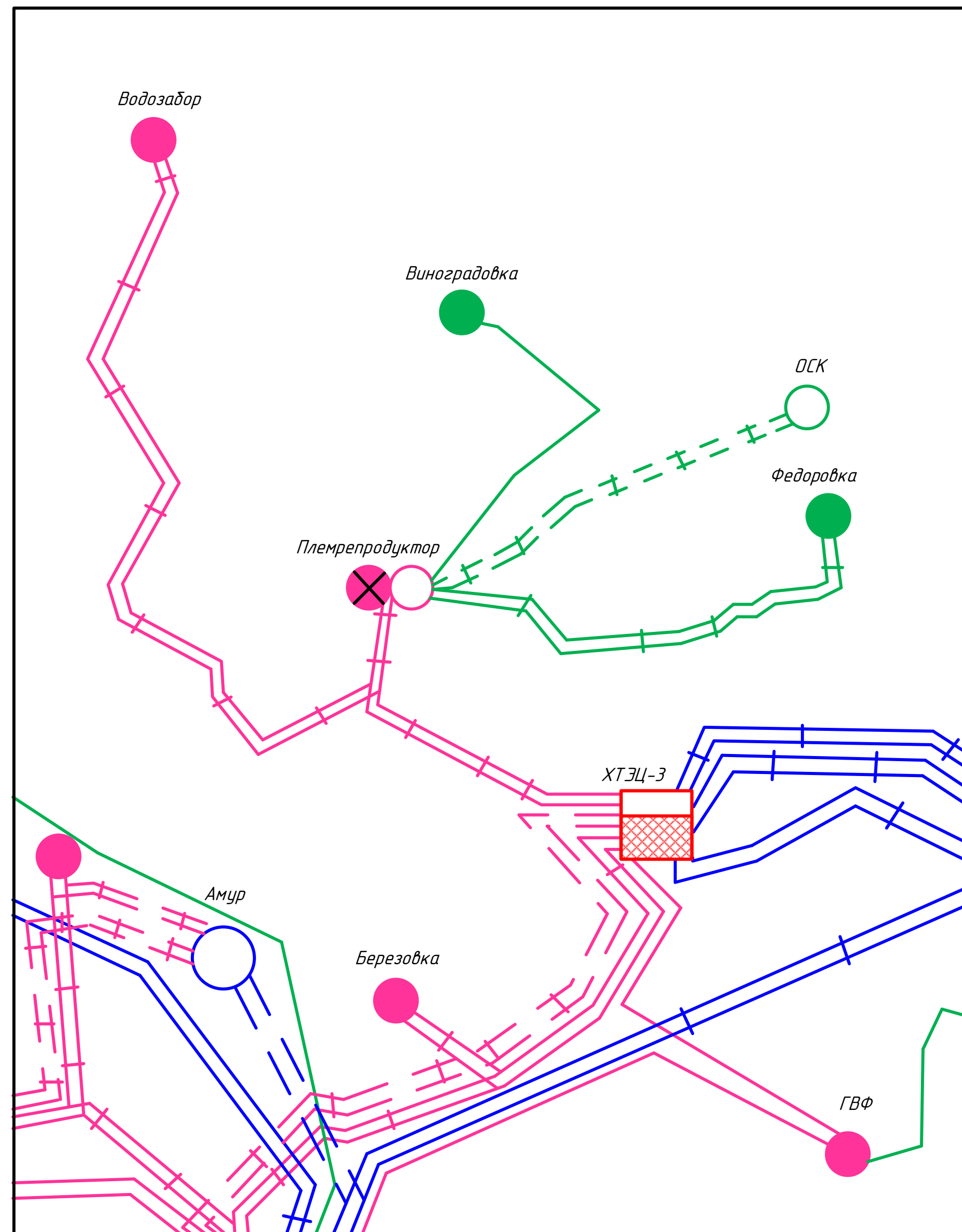
$$З_{20} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 29210784$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} := & З_1 + З_2 + З_3 + З_4 + З_5 + З_6 + З_7 + З_8 + З_9 + З_{10} + З_{11} \dots = 1.049 \times 10^9 \\ & + З_{12} + З_{13} + З_{14} + З_{15} + З_{16} + З_{17} + З_{18} + З_{19} + З_{20} \end{aligned}$$

Однолинейная схема выбранного участка сети



Карта-схема Хабаровского края



ВКР 14.050.13.03.02.СХ					Листер	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема выбранного участка сети	Лист 1	Листов 6
Разработчик	Позинский Д.А.						
Проверил	Востанникова А.А.						
Т. контр.							
Н. контр.	Ротачева А.Г.				АМГУ Кафедра энергетики		
Челв	Сефина Н.В.					Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК – «Хабаровские электрические сети»	

Высокочастотный заградитель
ВЗ-1250-0,5-У1

Разъединитель
РНДЗ.2-35/1000-УХЛ1

Трансформатор напряжения НАМИ-35-УХЛ1
Ограничитель перенапряжений ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1
Предохранитель ПКТ 101-35-3,2-8 У1

Разъединитель
РНДЗ.1-35/1000-УХЛ1

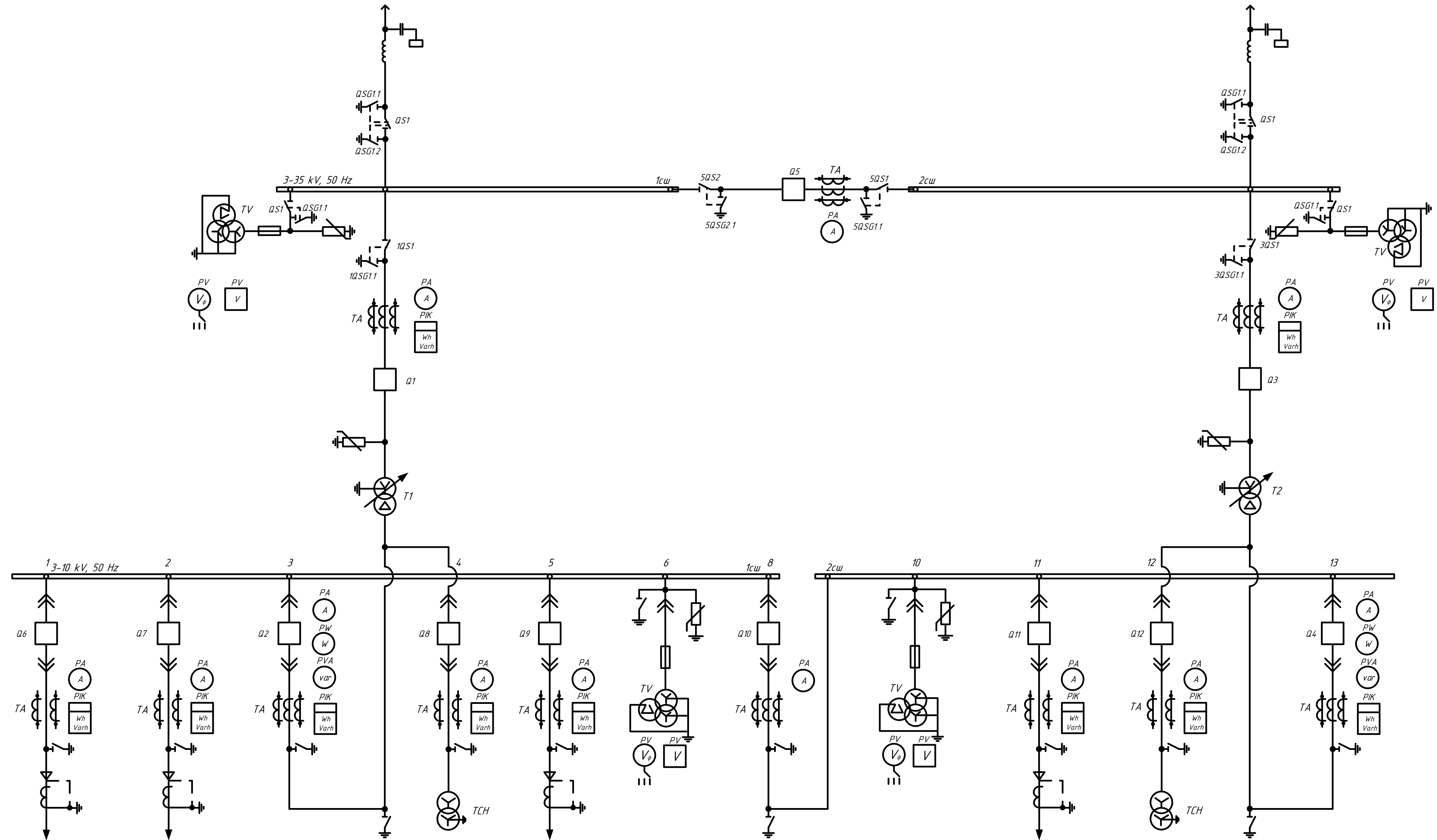
Трансформатор тока
ТОЛ-35-300/5

Выключатель
ВВ/TEL-35-УХЛ1

Ограничитель перенапряжений
ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ1

Двухобмоточный
трансформатор
ТМН-6300/35/10 кВ

КРУН - 10 кВ
типа
К-59



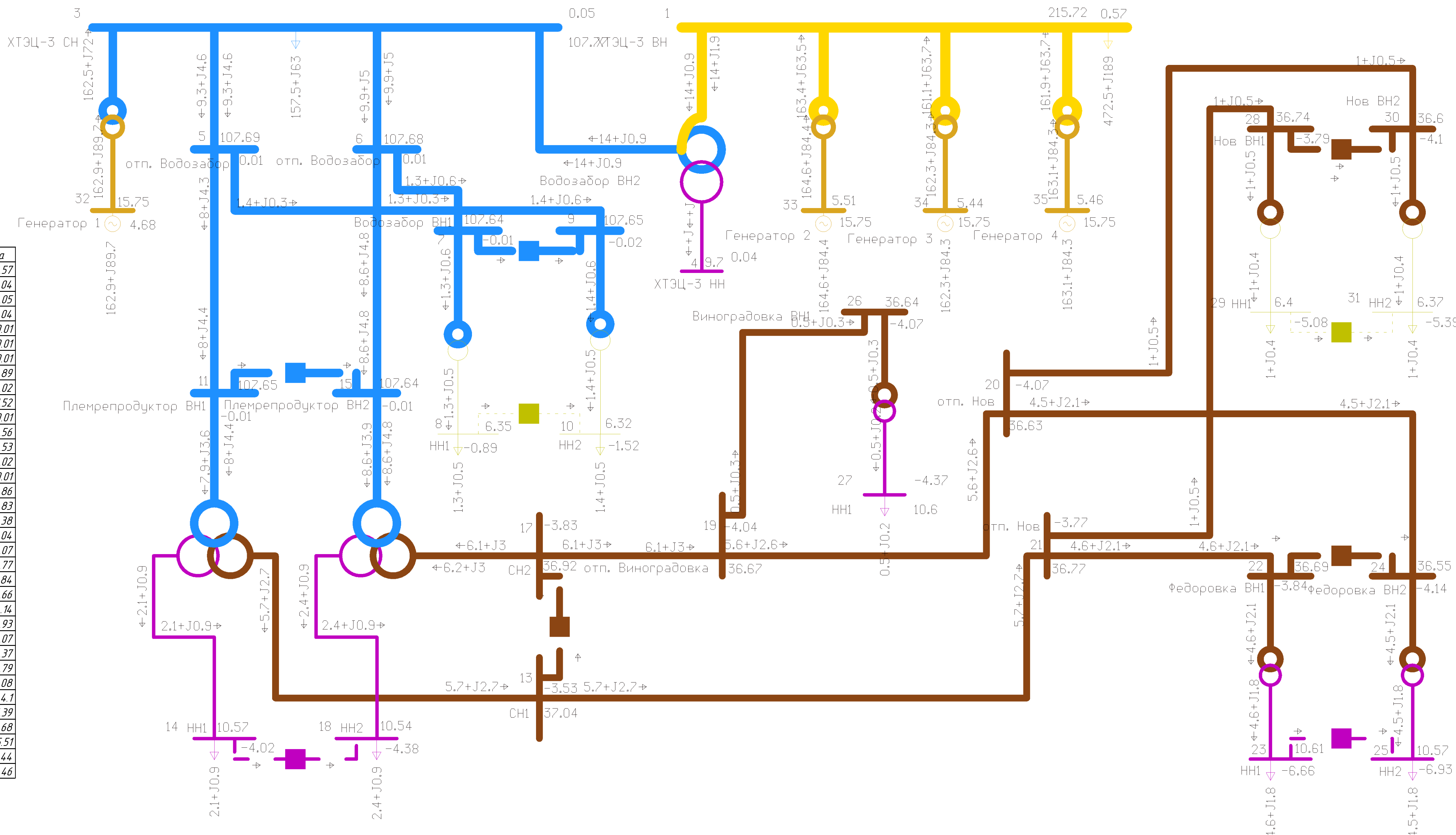
Номер ячейки (тип КРН-III-10)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Назначение	Водозабор	с. Федоровка	Ввод 10 кВ 1Т	1ТЧН 10	с. Мичуринское	1ТН 10	СВ 10	2ТН 10	с. Виноградовка (ТП-2129)	2ТЧН 10	Ввод 10 кВ 2Т
Измерительный трансформатор	ТОЛ-10-600/5	ТОЛ-10-600/5	ТОЛ-10-600/5	ТОЛ-10-600/5	ТОЛ-10-600/5	НАМИ-10-УХЛ1	ТОЛ-10-600/5	НАМИ-10-УХЛ1	ТОЛ-10-600/5	ТОЛ-10-600/5	ТОЛ-10-600/5
Выключатель	ВВ/TEL-10-УХЛ1	ВВ/TEL-10-УХЛ1	ВВ/TEL-10-УХЛ1	ВВ/TEL-10-УХЛ1	ВВ/TEL-10-УХЛ1		ВВ/TEL-10-УХЛ1		ВВ/TEL-10-УХЛ1	ВВ/TEL-10-УХЛ1	ВВ/TEL-10-УХЛ1
Трансформатор собственных нужд				ТМ-100/10						ТМ-100/10	
ОПН						ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1		ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1			
Предохранитель						ПКТ 101-10-5-12,5 У1		ПКТ 101-10-5-12,5 У1			

ВКР 14.4.050.13.03.02.СХ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Подробная однолинейная схема ПС «Федоровка» после реконструкции	Литер	Масса	Масштаб
Разработал	Озвезген Д.А.					Л		
Проверил	Остапенко А.А.					Лист 2		Листов 6
Т. комп.								
Н. комп.	Ротачева А.Г.				Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ВРСК» – «Хабаровские электрические сети»	АМГУ Кафедра энергетики		
Чел.	Седина Н.В.							

Напряжения в узлах

Тип	Номер	Название	U_ном	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	-1.95	215.7	0.57
Нагр	2	Нейтраль	220	-2.01	215.6	0.04
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	-2.02	107.8	0.05
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	-2.99	9.7	0.04
Нагр	5	отп. Водозабор	110	-2.1	107.7	0.01
Нагр	6	отп. Водозабор	110	-2.11	107.7	0.01
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	-2.14	107.6	-0.01
Нагр	8	НН1	6	5.81	6.35	-0.89
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	-2.14	107.7	-0.02
Нагр	10	НН2	6	5.32	6.32	-1.52
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	-2.14	107.7	-0.01
Нагр	12	Нейтраль1	110	6.01	116.6	-3.56
Нагр	13	СН1	35	5.83	37.04	-3.53
Нагр	14	НН1	10	5.71	10.57	-4.02
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	-2.14	107.6	-0.01
Нагр	16	Нейтраль2	110	5.68	116.2	-3.86
Нагр	17	СН2	35	5.49	36.92	-3.83
Нагр	18	НН2	10	5.36	10.54	-4.38
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	4.76	36.67	-4.04
Нагр	20	отп. Нов	35	4.65	36.63	-4.07
Нагр	21	отп. Нов	35	5.05	36.77	-3.77
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	4.83	36.69	-3.84
Нагр	23	НН1	10	6.07	10.61	-6.66
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	4.43	36.55	-4.14
Нагр	25	НН2	10	5.66	10.57	-6.93
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	4.69	36.64	-4.07
Нагр	27	НН1	10	5.97	10.6	-4.37
Нагр	28	Нов ВН1	35	4.98	36.74	-3.79
Нагр	29	НН1	6	6.65	6.4	-5.08
Нагр	30	Нов ВН2	35	4.57	36.6	-4.1
Нагр	31	НН2	6	6.23	6.37	-5.39
База	32	Генератор 1	16		15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		15.75	5.51
Ген	34	Генератор 3	16		15.75	5.44
Ген	35	Генератор 4	16		15.75	5.46



Потери в сети

Потери в сети

U_ном	dP	dP_ЛЗП	dP_Тр-р	XX_тр
220	3.49		1.2	2.29
110	0.49	0.01	0.47	0
35	0.15	0.08	0.06	0
16				
10				
6				
Суммарные потери:	4.13	0.09	1.73	2.29

N_нач	N_кон	Название	L_нач	L_кон	Место	Idоп_25	L_доп_оц	L_доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	56	56	ВН	450	450	12.4
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	59	59	ВН	450	450	13.2
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	ВН	450	450	1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	ВН	450	450	1.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	49	49	ВН	450	450	10.8
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	53	53	ВН	450	450	11.7
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	107	107	ВН	330	330	32.4
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	97	97	ВН	330	330	29.3
13	21	СН1 - отп. Нов	99	99	ВН	330	330	29.9
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	80	80	ВН	330	330	24.3
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	79	79	ВН	330	330	23.9
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	ВН	390	390	2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	17	17	ВН	330	330	5.2
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	17	17	ВН	330	330	5.3

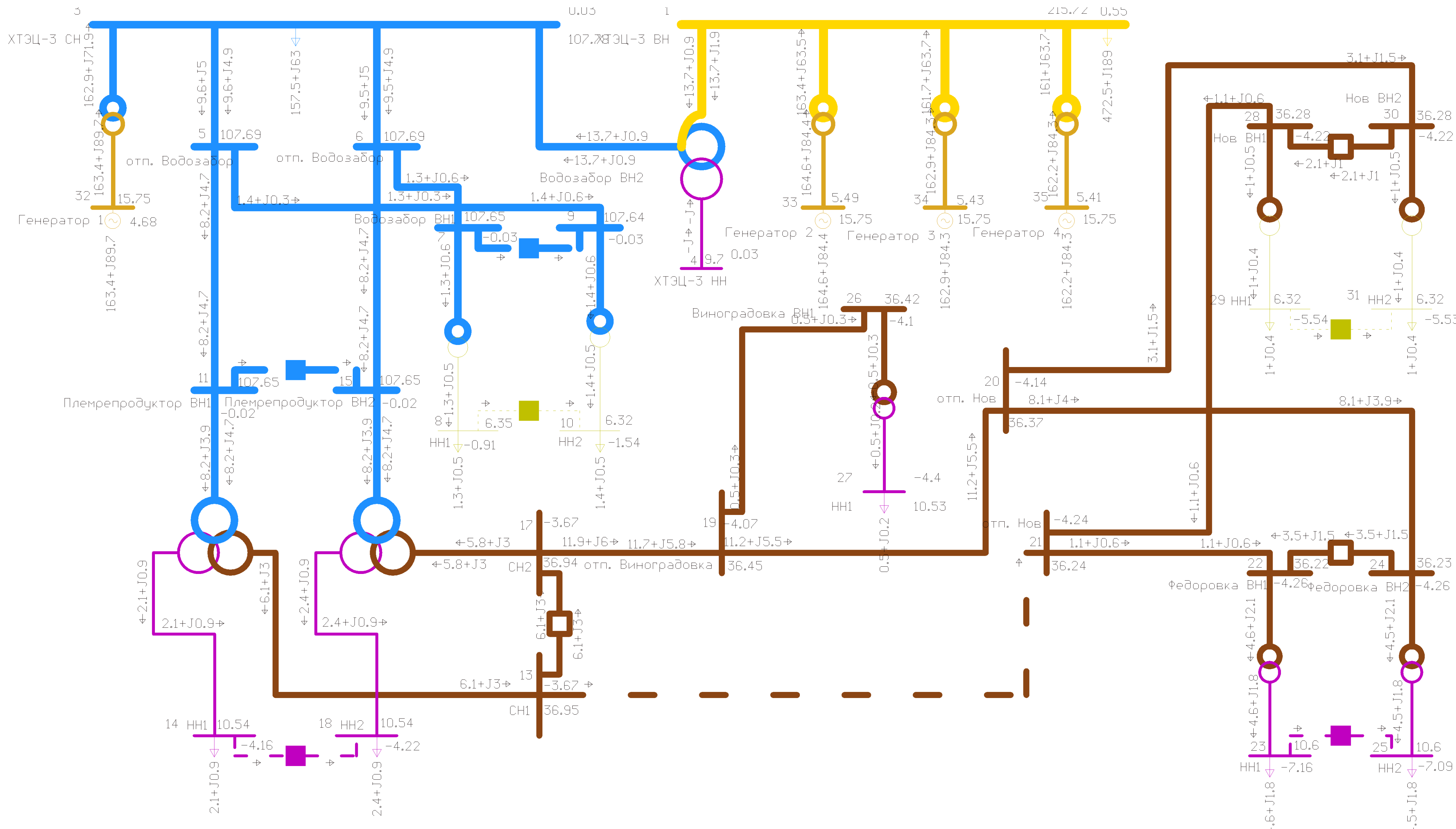
Условные обозначения

- 220 кВ
- 110 кВ
- 35 кВ
- 15,75 кВ
- 10 кВ
- 6 кВ

ВКР 14.050.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработчик	Олег Д.А.			
Проверил	Олег Д.А.			
Т. комп.				
И. комп.	Романова А.Г.			
Чел.	Савина Н.В.			
Режим максимальных нагрузок после реконструкции электрических сетей в районе ПС «Федоровка»			Лист 3	Листов 6
Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК – «Хайлово» электрические сети»			АМГУ Кафедра энергетики	

Напряжения в узлах

Тип	Номер	Название	U_ном	dV	V	Delta
Нагр	1	ХТЭЦ-3 ВН	220	-1.95	215.7	0.55
Нагр	2	Нейтраль	220	-2.01	215.6	0.03
Нагр	3	ХТЭЦ-3 СН	110	-2.02	107.8	0.03
Нагр	4	ХТЭЦ-3 НН	10	-2.99	9.7	0.03
Нагр	5	отп. Водозабор	110	-2.1	107.7	0
Нагр	6	отп. Водозабор	110	-2.1	107.7	0
Нагр	7	Водозабор ВН1	110	-2.14	107.7	-0.03
Нагр	8	НН1	6	5.82	6.35	-0.91
Нагр	9	Водозабор ВН2	110	-2.14	107.6	-0.03
Нагр	10	НН2	6	5.31	6.32	-1.54
Нагр	11	Племрепродуктор ВН1	110	-2.14	107.7	-0.02
Нагр	12	Нейтраль1	110	5.74	116.3	-3.7
Нагр	13	СН1	35	5.56	36.95	-3.67
Нагр	14	НН1	10	5.43	10.54	-4.16
Нагр	15	Племрепродуктор ВН2	110	-2.14	107.7	-0.02
Нагр	16	Нейтраль2	110	5.74	116.3	-3.7
Нагр	17	СН2	35	5.56	36.94	-3.67
Нагр	18	НН2	10	5.42	10.54	-4.22
Нагр	19	отп. Виноградовка	35	4.13	36.45	-4.07
Нагр	20	отп. Нов	35	3.91	36.37	-4.14
Нагр	21	отп. Нов	35	3.56	36.24	-4.24
Нагр	22	Федоровка ВН1	35	3.5	36.22	-4.26
Нагр	23	НН1	10	5.95	10.6	-7.16
Нагр	24	Федоровка ВН2	35	3.5	36.23	-4.26
Нагр	25	НН2	10	5.97	10.6	-7.09
Нагр	26	Виноградовка ВН1	35	4.06	36.42	-4.1
Нагр	27	НН1	10	5.33	10.53	-4.4
Нагр	28	Нов ВН1	35	3.65	36.28	-4.22
Нагр	29	НН1	6	5.26	6.32	-5.53
Нагр	30	Нов ВН2	35	3.65	36.28	-4.22
Нагр	31	НН2	6	5.26	6.32	-5.53
База	32	Генератор 1	16		15.75	4.68
Ген	33	Генератор 2	16		15.75	5.49
Ген	34	Генератор 3	16		15.75	5.43
Ген	35	Генератор 4	16		15.75	5.41



Потери в сети

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	XX_тр
220	3.49		1.2	2.29
110	0.49	0.01	0.47	0
35	0.23	0.17	0.06	0
16				
10				
6				
Суммарные потери:	4.21	0.18	1.73	2.29

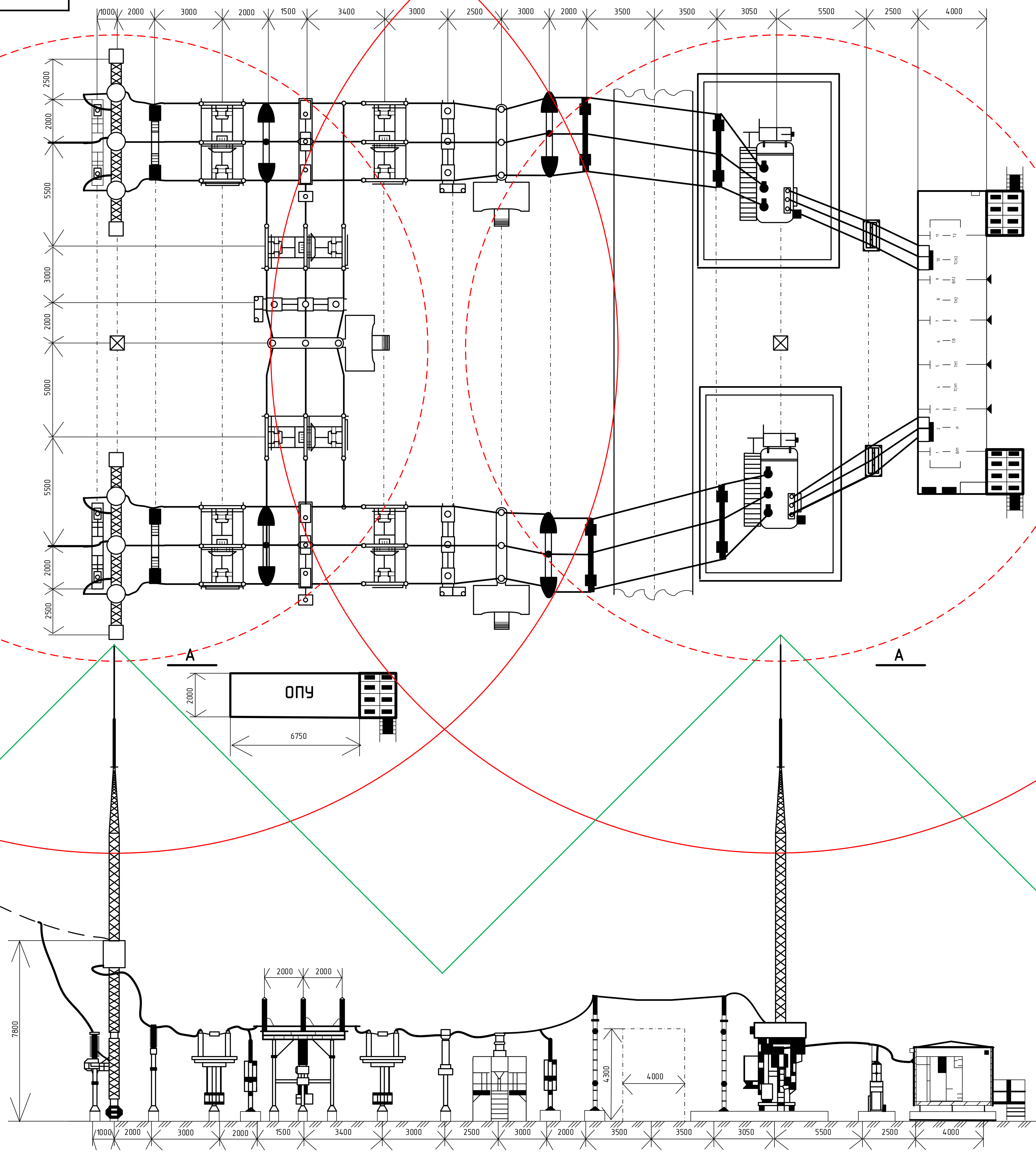
Потери в сети

N_нач	N_кон	Название	L_нач	L_кон	Место	l_доп_25	L_доп_ад/l_доп
3	5	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	58	58	ВН	450	450 / 12.9
3	6	ХТЭЦ-3 СН - отп. Водозабор	57	58	ВН	450	450 / 12.8
6	7	отп. Водозабор - Водозабор ВН1	7	8	ВН	450	450 / 1.7
5	9	отп. Водозабор - Водозабор ВН2	8	8	ВН	450	450 / 1.8
5	11	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН1	51	51	ВН	450	450 / 11.3
6	15	отп. Водозабор - Племрепродуктор ВН2	51	51	ВН	450	450 / 11.3
17	19	СН2 - отп. Виноградовка	208	208	ВН	330	330 / 62.9
19	20	отп. Виноградовка - отп. Нов	199	199	ВН	330	330 / 60.2
13	21	СН1 - отп. Нов			ВН	330	330
21	22	отп. Нов - Федоровка ВН1	20	20	ВН	330	330 / 6
20	24	отп. Нов - Федоровка ВН2	14.3	14.3	ВН	330	330 / 4.3.3
19	26	отп. Виноградовка - Виноградовка ВН1	9	9	ВН	390	390 / 2.3
21	28	отп. Нов - Нов ВН1	20	20	ВН	330	330 / 6
20	30	отп. Нов - Нов ВН2	55	55	ВН	330	330 / 16.8

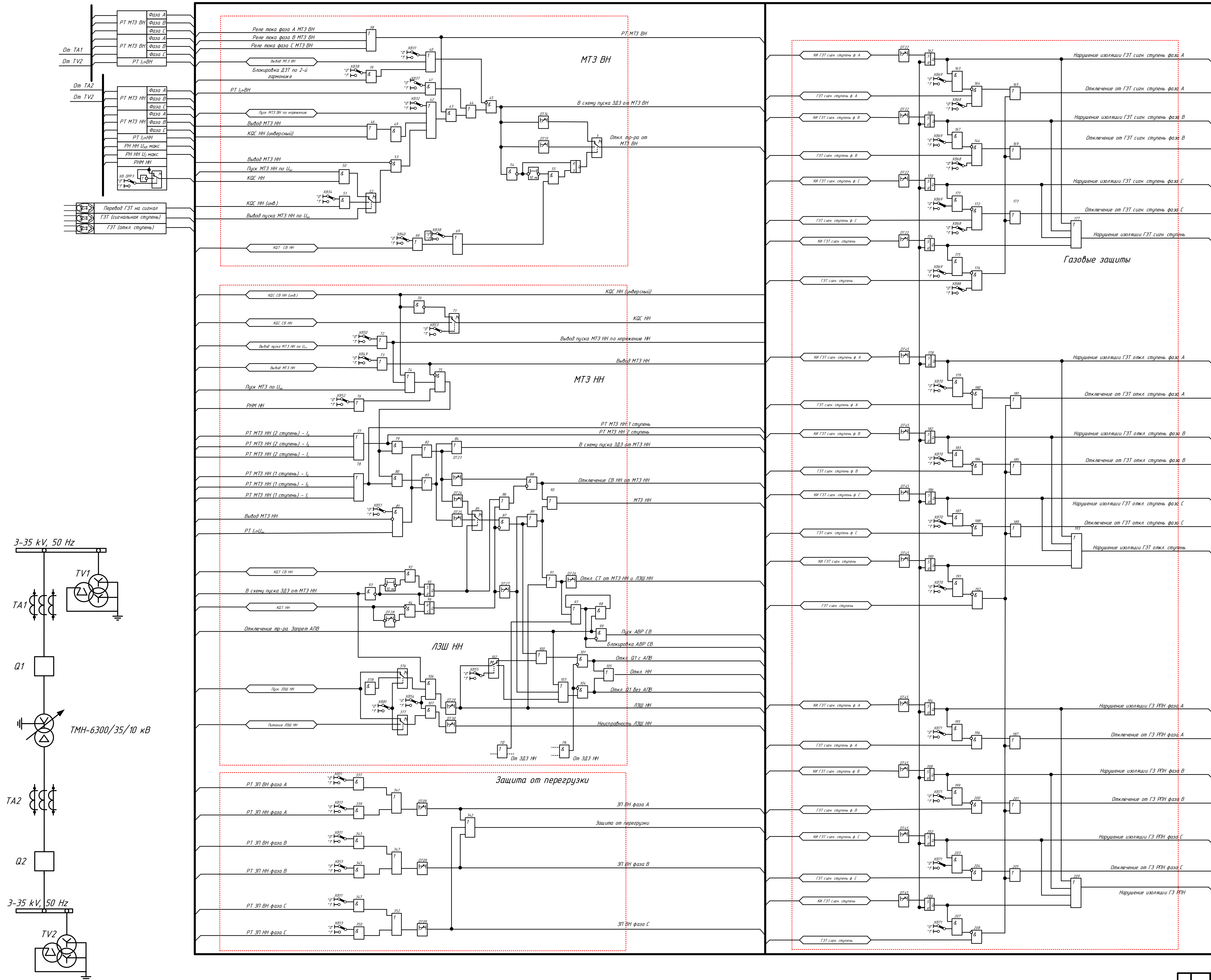
Условные обозначения

- 220 кВ
- 110 кВ
- 35 кВ
- 15,75 кВ
- 10 кВ
- 6 кВ

ВКР 14.4.050.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработчик	Остапенко Д.А.	Проверил	Остапенко А.А.	
Т. комп.		Н. комп.	Ротарева А.Г.	
Чел.	Савина Н.В.			
Аварийный режим после реконструкции электрических сетей в районе ПС «Федоровка»			Лист 4	Листов 6
Реконструкция электрических сетей напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК - «Хайбродские электрические сети»			АМГУ Кафедра энергетики	



					ВКР 14.050.13.03.02.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разрез и молниезащита ПС «Федоровка»	Литер	Масса	Масштаб
Разработал	Остапенко А.А.					Д		
Проверил						Лист 5	Листов 6	
Т. комп.						АМГУ Кафедра энергетики		
Н. комп.	Ротчева А.Г.				Реконструкция электрической сети напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ДРСК» – «Хабаровские электрические сети»			
Челв	Савина Н.В.							



				ВКР 14.050.13.03.02.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литер	Масса	Масштаб
Разработчик	Остапенко Д.А.				Д		
Проверил	Остапенко А.А.						
Т. комп.					Лист 6	Листов 6	
Н. комп.	Ротарева А.Г.				АМГУ		
Чел.	Савина Н.В.				Кафедра энергетики		
				Релейная защита трансформатора на ПС «Федоровка»			
				Реконструкция электрической сети напряжением 35 кВ в районе подстанции Федоровка филиала АО «ВРСК» – «Хабаровские электрические сети»			