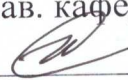


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 07 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

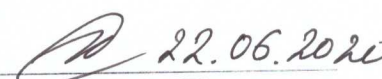
на тему: Реконструкция электрической сети 220 кВ в Амурской области на участке подстанция Сковородино – подстанция Магдагачи для повышения пропускной способности

Исполнитель
студент группы 642-об2


_____ 22.06.2020
подпись, дата

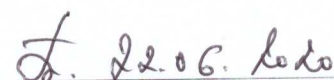
М.А. Гринь

Руководитель
докт. техн. наук,
профессор


_____ 22.06.2020
подпись, дата


Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
канд. техн. наук, доцент


_____ 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 03.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 25 » 03 2020

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Грия Максима Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети 220 кВ в Амурской области на участке подстанция Сквородино – подстанция Магдагачи для повышения пропускной способности

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 22.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры нагрузок по подстанциям в Амурской области, схема электрических сетей Амурской области, материалы преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района реконструкции электрической сети. 2. Расчёт и анализ электрических нагрузок. 3. Разработка вариантов реконструкции. 4. Расчёт ТКЗ. 5. Реконструкция подстанций рассматриваемого участка. 6. Разработка молниезащиты. 7. Релейная защита подстанций. 8. Расчёт и анализ режимов после реконструкции. 9. Оценка экономической целесообразности. 10. Безопасность и экологичность.


5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 9 листов графической части, 45 таблиц, 34 источника, 6 приложений, 12 рисунков.

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

7. Дата выдачи задания: 24.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Н.В. Савина, докт. техн. наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): 23.06.2020 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 176 с., 12 рисунков, 42 таблицы, 10 приложений, 38 источника.

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ОКУПАЕМОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты реконструкции электрической сети и выбран наиболее оптимальный. Произведена реконструкция электрической подстанции и прокладка линий электропередачи. На реконструируемой подстанции рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, релейная защита и автоматика, произведен расчет и разработка схем молниезащиты и заземления. Описано конструктивное исполнение линий, к которым подключается подстанция. Выполнен расчет и анализ максимального, минимального, послеаварийного режимов.

Рассчитан чистый дисконтированный доход при реконструкции подстанции и линий электропередачи.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции электрической сети на участке ПС Сковородино – ПС Магдагачи	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения электрических сетей на участке подстанция Сковородино – подстанция Магдагачи	9
1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого участка	11
1.3 Анализ существующих режимов рассматриваемого участка	33
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	39
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	41
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	52
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции	52
3.2 Выбор номинального напряжения	54
3.3 Компенсация реактивной мощности	55
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи	58
3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при реконструкции электрической сети	60
4 Расчет токов короткого замыкания	62
5 Реконструкция подстанций рассматриваемого участка электрической сети	68
5.1 Реконструкция РУ ВН ПС 200 кВ Сковородино и ПС Магдагачи	68
5.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН 220 кВ	70
5.3 Выбор и проверка выключателей	72
5.4 Выбор и проверка разъединителей	74

5.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	75
5.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	79
5.7	Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	81
5.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	83
6	Разработка молниезащиты и заземления реконструируемой ПС	85
6.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	85
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	90
6.3	Выбор и проверка ОПН	93
6.4	Оценка надежности молниезащиты ПС	98
7	Конструктивное исполнение ЛЭП при реконструкции рассматриваемого участка электрической сети	102
8	Релейная защита и автоматика при реконструкции электрической сети	106
8.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети	106
8.2	Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС	110
8.3	Релейная защита ЛЭП	115
8.4	Автоматика	126
9	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	128
9.1	Выбор эквивалента сети для расчета режимов	128
9.2	Выбор и характеристика ПВК	128
9.3	Подготовка исходных данных для расчета	129
9.4	Расчет максимального режима и его анализ	135
9.5	Расчет минимального режима и его анализ	141
9.6	Расчет послеаварийных режимов и их анализ	145
10	Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети	155

11 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	164
11.1 Безопасность	164
11.2 Экологичность	166
11.3 Чрезвычайные ситуации.	171
Заключение	173
Библиографический список	174
Приложение А Расчёт нагрузок	178
Приложение Б Расчёт параметров ЛЭП	211
Приложение В Технический анализ варианта реконструкции	220
Приложение Г Расчёт ТКЗ и выбор оборудования	221
Приложение Д Расчёт молниезащиты	225
Приложение Е Расчет релейной защиты	239
Приложение Ж Экономический расчёт	254
Приложение З Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3	264
Приложение И Расчет минимального режима в ПВК RastrWin 3	268
Приложение К Расчет послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3	272

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ЛЭП – линия электропередачи
- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высокое напряжение
- КВЛ – кабельно-воздушная линия
- ДКЗ – дневной контрольный замер
- КЗ – короткое замыкание
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ОЭС – Объединенная энергетическая система
- ЭЭС – электроэнергетическая система
- ПВК – программно-вычислительный комплекс
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- СН – собственные нужды
- ТН – трансформатор напряжения
- ТТ – трансформатор тока
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- ШР – шунтирующий реактор

ВВЕДЕНИЕ

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2015-2020 годы, разработанной в 2015 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с ростом потребления электроэнергии.

Всё это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования. Этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В настоящее время западный энергорайон Амурской области характеризуется резкопеременной нагрузкой на тяговых подстанциях и протяжёнными линиями между подстанциями.

Данная проблема в настоящее время является актуальной, так как она может привести к таким неблагоприятным воздействиям как: сокращение срока службы электрооборудования, снижению надёжности сети, ухудшению качества электроэнергии, повышению потерь электроэнергии.

Для повышения пропускной способности, необходимо построить вторую линию на участке ПС Сквородино – ПС Магдагачи.

Для решения поставленной задачи первым делом необходимо рассчитать существующий режим участка электрической сети. Затем обосновать целесообразность реконструкции участка сети. Рассчитать прогнозируемые нагрузки и разработать варианты реконструкции электрической сети. Выбрать номинальные напряжения и устройства компенсации реактивной мощности, выбор сечений новых ЛЭП, проверить трансформаторы по коэффициентам загрузки, выполнить выбор и проверку основного оборудования, рассчитать молниезащиту и релейную защиту ПС, произвести расчёт режимов и экономическую оценку работы.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА УЧАСТКЕ ПС СКОВОРОДИНО – ПС МАГДАГАЧИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района размещения электрических сетей на участке подстанция Сковородино – подстанция Магдагачи

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается Западный энергорайон Амурской области.

В данном районе отсутствует источник генерации, район является остродефицитным. Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС, расположенной Южно-Якутском энергорайоне, а т.ж. Зейской ГЭС в Амурской области.

Амурская область граничит с Республикой Саха (Якутия) на севере, с Хабаровским краем на востоке, с Еврейской автономной областью на юго-востоке, и с Забайкальским краем на западе. Имеет внешнюю границу с Китаем на юге и юго-западе по реке Амур [12].

Преобладающая часть территории Западного района имеет горный рельеф. Однако горы здесь не достигают большой высоты; преобладают среднегорья и низкогорья. В целом для гор характерны мягкие очертания плоских и куполовидных вершин, сглаженные переходы к таким же седловинам.

На севере района расположен наиболее крупный горный хребет Амурской области – Становой, протянувшийся от реки Олёкмы на западе до верховьев Учюра на востоке. По нему проходит граница между Якутией и Амурской областью. На юге района с запада на восток протянулась горная система Янкан – Тукурингра – Соктахан – Джагды. Это средневысотная горная цепь с абсолютными отметками до 1400-1600 м.

На западе района существует много небольших горных хребтов – Чернышева, Южный и Северный Дырындинские, Чельбаус, Урушинский, Ильтивус.

На горном Севере имеются месторождения железа, золота, олова и других металлических ископаемых, а также уголь. Леса – источники древесины и пушнины. Значительны водные ресурсы. Западный район очень слабо заселён и мало освоен. Большая часть населённых пунктов возникли как пункты добычи золота и геологической разведки, а также железнодорожные станции БАМа и Транссиба.

Климат является резко-континентальным с муссонными чертами. Континентальность климата выражается большими годовыми (45-50 °С) и суточными (до 20 °С) амплитудами температур воздуха; муссонность – почти исключительно северо-западными ветрами зимой (от < 2 м/с в восточной части, до > 4 м/с в центральной части), резким преобладанием летних осадков.

Зима очень морозная (средняя температура января -27°С), а лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля +18°С), с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до +34°+37°, а ночью холодает до +13°+16°С). Годовое количество осадков составляет до 430 мм. Они выпадают преимущественно в тёплый период (90-92%). Дожди ливневые и обложные, бывает град. На метеостанциях Амурской области каждый сезон отмечают от 17 до 25 случаев гроз. Зимой снежный покров – до 42 см. По скоростному напору ветра Западный район Амурской области имеет III район [14], по толщине стенки гололёда – II[14].

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Показатели
1	2
Район по ветру	III
Нормативный скоростной напор ветра, Па	650

Климатические условия	Показатели
1	2
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Низшая температура воздуха, °С	-27
Высшая температура воздуха, °С	+37
Число грозových часов в год, ч	30-41
Удельная плотность ударов молнии в землю, 1/(км ² -год)	2,5
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,2
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная

Таблица понадобится при расчетах и выборе оборудования.

1.2 Характеристика электрических сетей рассматриваемого участка

Западный энергорайон Амурской области является дефицитным по активной мощности и избыточным по реактивной мощности как в летний, так и в зимний период. Избыток реактивной мощности связан с генерированием зарядной мощности протяжёнными малонагруженными ВЛ 220 кВ.

Наиболее крупными потребителями в ЭС Амурской области, потребление которых составляет не менее 1% от потребления региона и влияющими на режим работы энергосистемы, являются:

- Филиал ОАО «РЖД» Забайкальская железная дорога. В режиме максимума нагрузок зимы доля потребления составила около 60% от суммарной нагрузки района.

- ООО «Востокнефтепровод». В режиме максимума нагрузок зимы доля потребления составила 4% от суммарной нагрузки района.

- ООО «Олёкминский рудник». В режиме максимума нагрузок зимы доля потребления составила 3% от суммарной нагрузки района.

Поддержание допустимых уровней напряжений в Западном энергорайоне Амурской области осуществляется путём изменения оперативного состояния неуправляемых шунтирующих реакторов 10, 35 кВ; загрузкой/разгрузкой по реактивной мощности генерирующего оборудования Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС, расположенных в Восточном энергорайоне Амурской области и Южно-Якутском энергорайона соответственно.

В связи с высокой долей тяговой нагрузки в Западном энергорайоне электрической сети Амурской области суточный график нагрузки имеет резкопеременный характер. Ввиду отсутствия генерирующего оборудования и управляемых шунтирующих реакторов района невозможно выполнять плавное регулирование уровней напряжения. Уровни напряжения в сети 220 кВ изменяются в широких диапазонах в течение суток.

На моём участке эквивалента сети в моей выпускной квалификационной работе будут входить следующие электрические станции и подстанции:

- Зейская ГЭС
- Нерюнгринская ГРЭС
- Магдагачи
- Гонжа/т
- Талдан/т
- Ульручьи/т
- Сковородино
- Сковородино/т
- БАМ/т
- Уруша/т
- Б. Омутная/т
- Ерофей Павлович/т
- Аячи/т

- Чичатка
- Амазар
- Семиозёрный
- Могоча
- Тында
- НПС – 20
- НПС – 19
- Энергия
- Светлая

Источниками питания будут взяты электрическая станция Зейская ГЭС и Нерюнгринская ГРЭС. Карта-схема эквивалента электрической сети показана на рисунке 1.

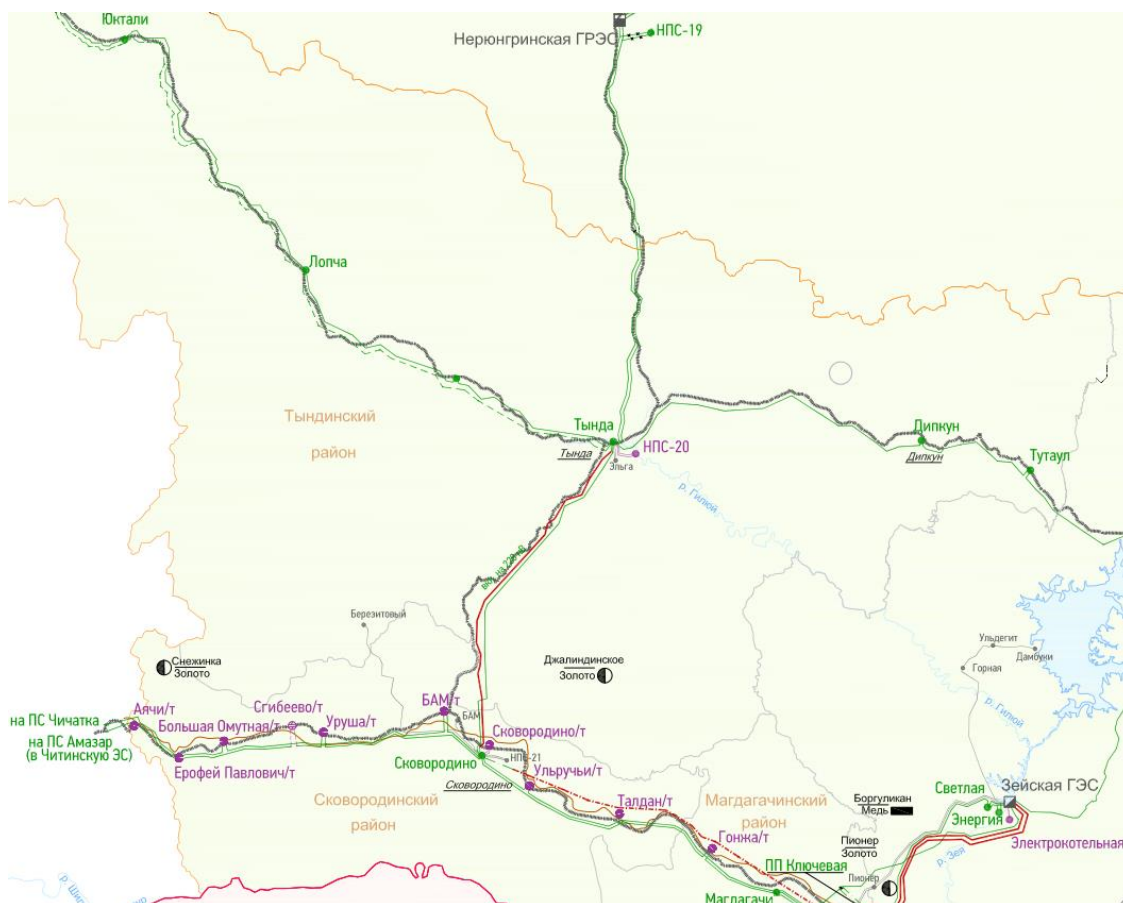


Рисунок 1 – Карта-схема эквивалента электрической сети

Рассмотрим источники питания:

1) Зейская ГЭС

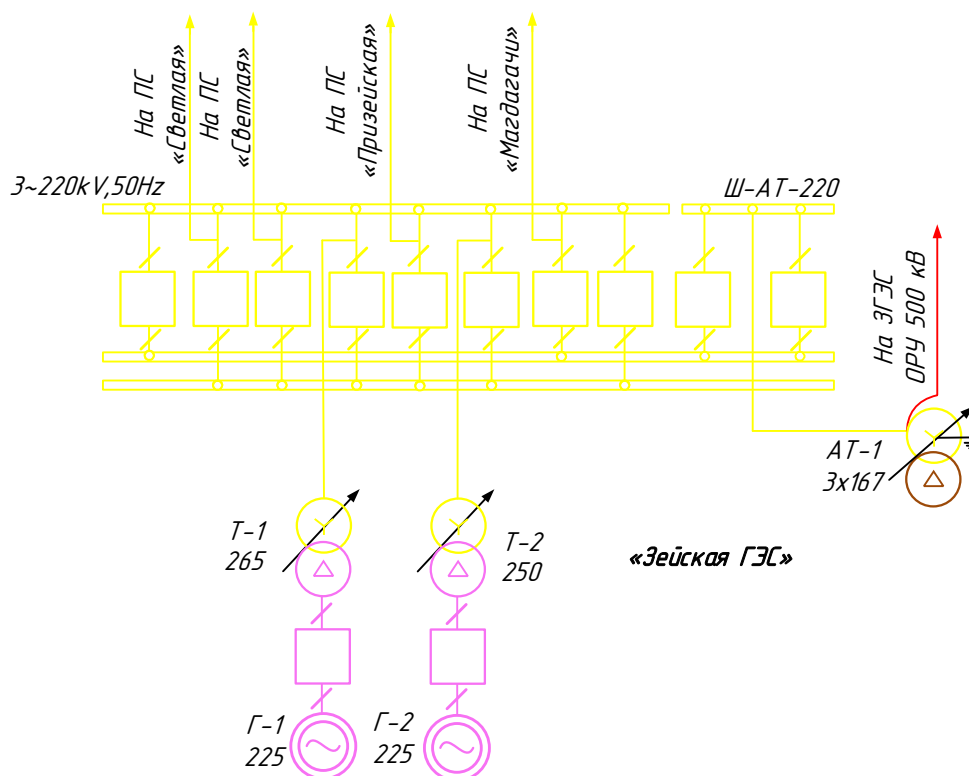


Рисунок 2 – Однолинейная электрическая схема Зейской ГЭС.

Основным видом деятельности Зейской ГЭС является производство электрической энергии.

Количество гидроагрегатов – 6.

Установленная мощность – 1330 МВт.

Проектная среднегодовая выработка – 4,91 млрд кВт·ч.

Турбины – диагональные поворотные-лопастные, мощность - 215-225 МВт, частота вращения 136,4 об/мин. Генераторы – установленная мощность: 1Г, 2Г, 4Г, 5Г – 225 МВт, 3Г, 6Г – 215 МВт [24].

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (1Г и 2Г) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (3Г-6Г) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ [24].

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена 17 «полупорная» схема с тремя выключателями на два присоединения [32]. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12Н «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя [32]. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу [24].

Таблица 2 – Характеристика генераторов

Марка	Количество	Рном, МВт	Uном, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136

2) Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35 кВ.

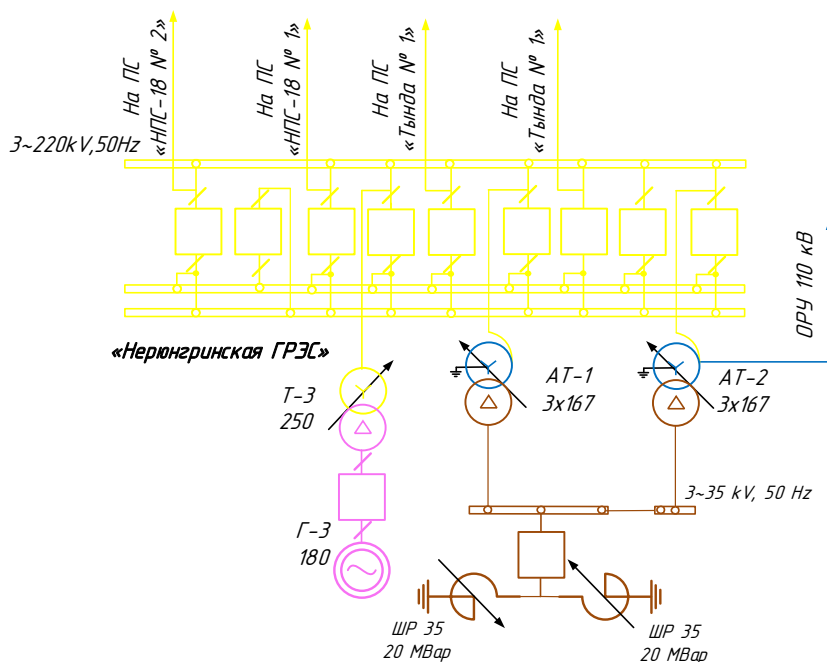


Рисунок 3 – Однолинейная электрическая схема Нерюнгринской ГРЭС.

Нерюнгринская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла.

Установленная мощность электростанции – 570 МВт, установленная тепловая мощность – 820 Гкал/час. Тепловая схема станции – блочная [8].

Основное оборудование станции включает в себя:

Энергоблок 1 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину К-210-130-3, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214. Энергоблок 2 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214. Энергоблок 3 мощностью 190 МВт, включающий в себя паровую турбину Т-180/210-130-1, генератор ТГВ-200-2МУЗ и котлоагрегат ТПЕ-214. Пиковую водогрейную котельную в составе трёх водогрейных котлов КВТК-100-150 [8].

На ГРЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ. На ОРУ-220 кВ применена 13Н схема «две рабочие системы шин и обходная» [32]. ОРУ-110 кВ выполнено по схеме 13Н «две рабочие системы шин и обходная» [32]. Связь двух распределительных устройств осуществляется через два автотрансформатора типа АДЦТН-125000/220/110 (автотрансформатор трехфазный охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха, трехобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой), а также на ОРУ-220 кВ стоит двухобмоточный трансформатор ТДЦ-250000/220/10 (трехфазный охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха). На ОРУ-110 кВ стоят два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-250000/110/10, ТДЦ-225000/110/10 [8].

Характеристика ЛЭП:

Зейская ГЭС – ПС Магдагачи 220 кВ – одноцепная линия протяжённостью 133,5 км, состоит из разных марок проводов: АСКПЗ-400/51 длиной 0,7 км, АС-400/64 длиной 131,7 км, ААCSRZ 647 длиной 1,1 км.

Линия состоит из металлических опор: ПМ220-1, ПМ220-1т, ПС220-5, ПС220-5т, ПС220-6т – промежуточные; У220-1, У220-1+5, У220-1+5, У220-1+9, У220-1+14, У220-2т(а), У220-2т+9, У220-2(а)+14, У220-2т(а)+14, У220-3,

У220-3+5, У220-3+9, У220-3+14, У330-1+14, У220-2т, У220-2т+5 – анкерно-угловые; ПП220-1/38 – переходная; К220-1+5 – концевая опора.

Изоляторы: ПС-70Е, ЛК 70/220-Л-2 – подвесной.

Грозозащитный трос: АС-70/72, 11-МЗ-В-ОЖ-Н-Р, ОКГТ, ОPGW 59-AL3/29-A20SA, 24G.652.D.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

- Контактная - под контактной арматурой понимают самые разнообразные детали и зажимы, с помощью которых провода в контактной сети соединяют между собой, а также подсоединяют их к поддерживающим опорам и устройствам.

ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т 220 кВ – одноцепная линия протяжённостью 35,95 км, марка провода АСО-300.

Линия состоит из металлических опор: ПС220-3т, ПС220-3, П220-2т, П220-3 – промежуточные; У220-2, У220-3+14, У220-3+9, У220-1+9, У220-1, У220-3, У220-2т, У220-2т+14 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесной.

Грозозащитный трос: АЖС -70/39, ОPGW 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Гонжа/т – ПС Сквородино 220 кВ с отпайкой на ПС Талдан/т – одноцепная линия протяжённостью 114,9 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: ПС220-3, ПС220-3Т, П220-3, П220-2Т, – промежуточные; У220-1, У220-1+9, У220-2Т+14, У220-3+9, У220-1, У220-3, У220-2Т, У220-2Т+5, У220-3+14, У220-3+5 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: АЖС-70/39, ТК-70.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Магдагачи – ПС Ульручи/т 220 кВ с отпайкой на ПС Талдан/т – одноцепная линия протяжённостью 125,3 км, марка провода АС-240.

Линия состоит из металлических и железобетонных опор: П220-2, П220-3, П220-2т, – промежуточные; У220-3А, У220-1, У220-3, У220-2т, У220-2т+5, У220-3А+С60+С61, У220-2т+14, У220-3А+С60 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-6Б, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: OPWG 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролёте, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Ульручи/т – ПС Сковородино 220 кВ – одноцепная линия протяжённостью 29,6 км, состоит из разных марок проводов: АС-240 длиной 25,8 км, АС-300 длиной 3,8 км.

Линия состоит из металлических и железобетонных опор: П220-2, П220-3, П220-2т, – промежуточные; У220-3А, У220-1, У220-2т, У220-2т+5, У220-3А+С60, У220-2т+14, У220-2т+9 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А, ПС-160Д – подвесные.

Грозозащитный трос: OPWG 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Сквородино – ПС Сквородино/т 220 кВ – двухцепная линия протяжённостью 5,3 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2т+5 – промежуточные; У220-2т, У220-2т+5 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Б, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ТК-70.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

- Контактная - под контактной арматурой понимают самые разнообразные детали и зажимы, с помощью которых провода в контактной сети соединяют между собой, а также подсоединяют их к поддерживающим опорам и устройствам.

ПС Сквородино – ПС БАМ/т 220 кВ – одноцепная линия длиной 25,9 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2т(1т) – промежуточные; У220-2т, У220-2т+5, У220-2т+9, У220-2, У220-3 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А, ПС-160Д – подвесные.

Грозозащитный трос: АЖС-70, ОКГТ.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

ПС Сквородино – ПС Уруша/т 220 кВ – одноцепная линия длиной 75,6 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2(1т) – промежуточные; У220-2т, У220-10т, У220-10т+5, У220-10(1т)+9, У220-2т+9, У220-3, У220-10(1т), У220-10т(1т)+5, У220-10т+14, У220-10т+9 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ВОЛС OPWG 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС БАМ/т – ПС Б. Омутная /т 220 кВ – одноцепная линия длиной 104,8 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2, П220-2т+5, П220-2+5 – промежуточные; У220-2т, У220-2+9, У220-2т+9, У220-2, У220-2т+5, У220-2+5 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ВОЛС.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Уруша/т – ПС Ерофей Павлович/т 220 кВ – одноцепная линия длиной 64,6 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2(1т), П220-2(1т)+5 – промежуточные; У220-2т, У220-10т, У220-2т+14, У220-3, У220-10т+14, У220-10т+5, У220-10(1т), У220-2т(с)+5 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ВОЛС OPWG 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Б. Омутная /т - ПС Ерофей Павлович/т 220 кВ – одноцепная линия длиной 24,1 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2, П220-2(1т)+5, П220-2т+5 – промежуточные; У220-2т, У220-2, У220-2т+14, У220-2т+5 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ВОЛС OPWG 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Ерофей Павлович/т - ПС Аячи/т 220 кВ – одноцепная линия длиной 26,5 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2(1т), П220-2(1т)+5 – промежуточные; У220-2т, У220-10(1т), У220-10(1т)+5, У220-10т, У220-10т+14, У220-10т+9 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ПС-1, 3-71, ВОЛС ОРWG-DAB 24Е9 1-3 С-70.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Ерофей Павлович/т – ПС Чичатка 220 кВ – одноцепная линия длиной 52,7 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2, П220-2+5 – промежуточные; У220-2т, У220-2+14, У220-2т+9, У220-2+5, У220-2 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ВОЛС.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ЗГЭС – ПС Светлая с отпайкой на ПС Энергия 220 кВ – двухцепная линия протяжённостью 10,3 км, состоит из марок проводов АС-300 и АС-240.

Линия состоит из металлических и железобетонных опор: П220-2, П220-2т, – промежуточные; У220-3А, У220-3, У220-2т+5, У220-3А+С60+С61, У220-3А+С60 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-6Б, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: OPWG 80.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

- Контактная - под контактной арматурой понимают самые разнообразные детали и зажимы, с помощью которых провода в контактной сети соединяют между собой, а также подсоединяют их к поддерживающим опорам и устройствам.

ПС Аячи/т – ПС Амазар 220 кВ – одноцепная линия длиной 72,2 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических опор: П220-2т, П220-2(1т) – промежуточные; У220-2т, У220-2, У220-2+5 – анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС-70Д, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ВОЛС OPWG-DAВ 24Е9.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

ПС Сквородино – ПС Тында 220 кВ – двухцепная линия, длина первой линии 156,9 км, состоит из разных марок проводов: АС-300 3,3 км 3*АС-300 153,5 км, ПвПу2г-127/220 0,1 км; длина второй линии 155,3 км, она состоит из следующих марок проводов: АС-300 155,2 км, ПвПу2г-127/220 0,1 км.

Линия состоит из металлических и железобетонных опор: Р2+10, Р2+5, Р2+5П, П220-3Т+5, П220-3Т, ПБ-4, ПБ-4-2, ПБ4-1, ПБ-3, ПБ3-1, ПБ3-2, ПП500-3, ПП-500-3-П – промежуточные; У220-3+5, У220-3, У2, У2+5, У2К+5, У2К, У220-2м, У220-2м+14, У220-2м+9, УСК500-1, УСК500-1+13, УСК500-1+5, УСК500-1м+13 – анкерные.

Изоляторы: ПС 70, ПС 120 – подвесные.

Грозозащитный трос: АЖС 70/39, ОРWG-ДАВ 24Е9, АС-70/72.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

- Контактная - под контактной арматурой понимают самые разнообразные детали и зажимы, с помощью которых провода в контактной сети соединяют между собой, а также подсоединяют их к поддерживающим опорам и устройствам.

ПС Тында – НГРЭС с отпайкой на ПС НПС-19 220 кВ – двухцепная линия 184 км, марка провода АС-300.

Линия состоит из металлических и железобетонных опор: Р2+10, Р2+5, Р2+5П, П220-3Т+5, П220-3Т, ПБ-4, ПБ-4-2, ПБ4-1, ПБ-3, ПБ3-1, П220-2, П220-2т, ПП500-3, ПП-500-3-П – промежуточные; У220-3+5, У220-3А, У220-3, У220-2т+5, У220-3А+С60+С61, У220-3А+С60, У220-3, У2+5, У2К+5, У2К,

У220-2м, У220-2м+14, У220-2м+9, УСК500-1, УСК500-1+13, УСК500-1м+13
– анкерно-угловые.

Изоляторы: ПС 70, ПС 120, ПС-120А – подвесные.

Грозозащитный трос: ПС-1, 3-71, АЖС 70/39, ОРWG-ДАВ 24Е9, АС-70/72.

Арматура на ВЛ:

- Сцепная - служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

- Поддерживающая, натяжная - необходима для прикрепления тросов и проводов к гирляндам опорных элементов.

- Защитная - предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

- Соединительная - служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

- Контактная - под контактной арматурой понимают самые разнообразные детали и зажимы, с помощью которых провода в контактной сети соединяют между собой, а также подсоединяют их к поддерживающим опорам и устройствам.

ПС Чичатка – ПС Семиозёрный 220 кВ – одноцепная линия длиной 87,27 км, марка провода АСО-300.

ПС Амазар – ПС Могоча 220 кВ – одноцепная линия длиной 85,37 км, марка провода АСО-300.

ПС Семиозёрный - ПС Могоча 220 кВ – одноцепная линия длиной 44,04 км, марка провода АСО-300.

Характеристика подстанций:

1) ПС Магдагачи 220/35/27,5/10 кВ – узловая подстанция

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 «две рабочие системы шин с обходной» [31].

Трансформаторы, установленные на подстанции: ТДТНЖ-25000/220/35/10, ТДТНЖ-40000/220/27,5/10, ТДТНЖ-40000/220/35/27,5 (трансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН и для электрифицированных железных дорог) на стороне ВН используется 10 выключателей: 5 линейных, 3 трансформаторных, 1 обходной и 1 секционный. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 4.

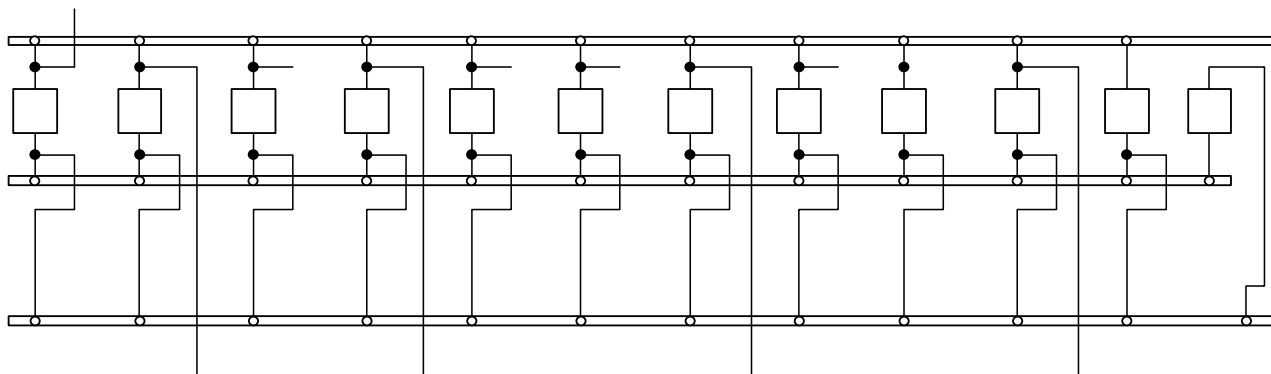


Рисунок 4 – РУ «две рабочие системы шин с обходной»

2) ПС Сковородино 220/110/35/10 кВ – узловая подстанция.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 «две рабочие системы шин с обходной» [32].

Трансформаторы, установленные на подстанции это два АДЦТН-63000/220/110/35 У1 (автотрансформатор трёхфазный охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла трёхобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой с эксплуатацией в умеренном климате и на открытом воздухе) на стороне ВН используется 13 выключателей: 8 линейных, 2 трансформаторных, 1 на отключение реактора, 1 обходной и 1 секционный. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 4.

3) ПС Тында 220/110/35/10 кВ – узловая подстанция.

Тип распределительного устройства: КРУЭ-220 кВ выполнено по схеме 13 «две рабочие системы шин» [32].

Трансформаторы, установленные на подстанции это два АДЦТН-63000/220/110/35 (автотрансформатор трёхфазный охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла трёхобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой) на стороне ВН используется 13 выключателей: 9 линейных, 2 трансформаторных, 1 на отключение реактора, 1 секционный. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 5.

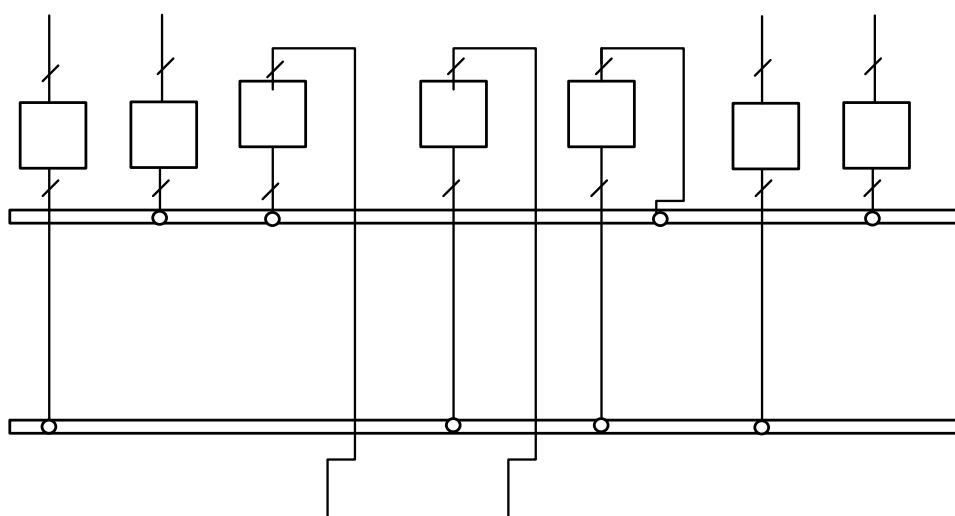


Рисунок 5 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

4) ПС Энергия 220/35/6 кВ – отпаячная подстанция.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ.

Трансформаторы, установленные на подстанции это два ТДТН-40000/220/35/6 (трёхфазный охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла трёхобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой) на стороне ВН используется 2 выключателя.

5) ПС НПС-19 220/10 кВ - отпаечная подстанция.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» [32].

Трансформаторы, установленные на подстанции это два ТРДН-40000/220/10 (трёхфазный с расщеплённой обмоткой с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха с регулированием напряжения под нагрузкой) на стороне ВН используется 3 выключателя: 2 трансформаторных, 1 секционный. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 6.

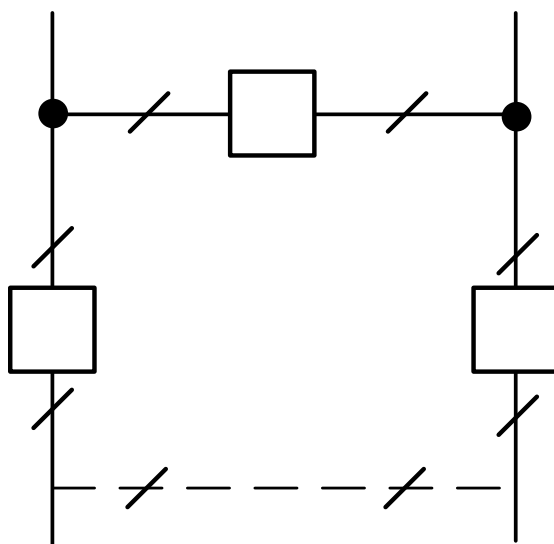


Рисунок 6 – РУ «мостик с выключателями в цепях трансформаторов»

б) ПС Светлая 220/110/35/10 кВ– проходная подстанция.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 «две рабочие системы шин с обходной» [32].

Трансформаторы, установленные на подстанции это два АДЦТН-63000/220/110/35 У1 (автотрансформатор трёхфазный охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла трёхобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой с эксплуатацией в умеренном климате и на открытом воздухе) и два ТДТН-25000/220/35/10 (трёхфазный охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла трёхобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой) на стороне ВН используется 9 выключателей: 3 линейных, 4 трансформаторных, 1 обходной и 1 секционный. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 4.

7) ПС НПС-20 220/10 кВ – тупиковая подстанция. Два трансформатора, установленные на этой ПС, мощностью 40 МВА.

8) ПС Ерофей Павлович/т – тупиковая подстанция.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 «две рабочие системы шин с обходной» [32]. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 4.

Два трансформатора, установленные на этой ПС, мощностью 40 МВА.

9) Подстанции: Гонжа/т, Ульручы/т, БАМ/т, Уруша/т, Б. Омутная/т, Аячи/т – тяговые подстанции.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов» [32]. Два трансформатора, установленные на этих ПС, мощностью 40 МВА. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 6.

10) Подстанции: Талдан/т, Сквородино/т – тяговые подстанции.

Тип распределительного устройства: ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 4Н «два блока с выключателями» [32]. Два трансформатора, установленные на этих ПС, мощностью 40 МВА. Пример схемы распределительного устройства представлен на рисунке 7.

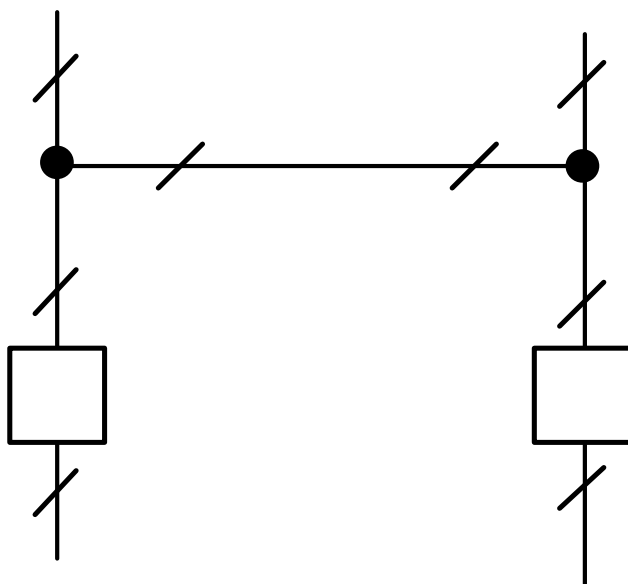


Рисунок 7 – РУ «два блока с выключателями».

11) Подстанции: Чичатка, Амазар, Семиозёрный, Могоча – относятся к

Забайкальскому ПМЭС.

1.3 Анализ существующих режимов

В этом разделе выпускной квалификационной работы мы проведём анализ показателей напряжения и тока, чтобы проверить находятся ли они в допустимых пределах.

Проанализировав контрольные замеры за последние три года, мы видим, что сильных изменений не произошло, поэтому берём последние контрольные замеры за 18 декабря 2019 года для исходных данных.

Нагрузка линий показана в таблице 3.

Таблица 3 – Нагрузка линий

Линия	Уном , кВ	3:00			10:00		
		P, МВт	Q, МВар	I, А	Q, МВар	P, МВт	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ЗГЭС – ПС Магдагачи	220	111,3	20,6	262	146,3	26,3	301
ЗГЭС – ПС Светлая 1 цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	74,45	9,07	186,40	91,89	11,41	220,40
ЗГЭС – ПС Светлая 2 цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	72,95	9,41	180,72	91,50	10,86	223,44
ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т	220	-94,4	-24,9	204	-138,2	-25,8	290
ПС Магдагачи – ПС Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	220	-86,7	-13,4	196	-123	-13,5	233

Линия	Уном , кВ	3:00			10:00		
		P, МВт	Q, МВар	I, А	Q, МВар	P, МВт	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Гонжа/т – ПС Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	220	63,7	8,3	167	100,4	13,5	276
ПС Ульручы/т – ПС Сковородино	220	51,1	-1	109	94,2	-2	230
ПС Сковородино – ПС Сковородино/ т 1 цепь	220	-6,9	-2,3	25	-10,8	-4,8	42
ПС Сковородино – ПС Сковородино/ т 2 цепь	220	-6,9	-2,3	25	-9,8	-4,7	41
ПС Сковородино – ПС БАМ/т	220	-35,5	-26,6	77	-52,3	-43	163
ПС Сковородино – ПС Уруша/т	220	-37,4	-29,7	99	-50,6	-45,6	151
ПС Сковородино – ПС Тында 1 цепь	220	14	40,7	109	-21	51,6	119
ПС Сковородино – ПС Тында 2 цепь	220	7,8	27,7	81	-16,1	37,4	89
ПС Тында – ПС НПС-20 1 цепь	220	-8,09	0,58	22,87	-9,76	1,09	24,06

Линия	Уном , кВ	3:00			10:00		
		P, МВт	Q, МВар	I, А	Q, МВар	P, МВт	I, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Тында – ПС НПС-20 2 цепь	220	-15,57	-0,91	42,05	-17,97	-2,26	47,96
ПС Тында – НГРЭС 1 цепь	220	-8,66	22,95	82,72	29,96	36,72	86,80
ПС Тында – НГРЭС 2 цепь	220	-8,07	23,14	83,04	30,09	37,32	91,41

Найдём максимальную нагрузочную плотность тока, поделив ток максимальной нагрузки линии на сечение этой линии. Нормированное значение плотности тока возьмём [15]. Для ВЛ 220 кВ при числе часов максимума нагрузки больше 5000 равно 1. Все результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Нагрузочная плотность тока

Линия	Уном, кВ	Нагрузочная плотность тока, А/мм ²	Ток в день контроль ного замера, А	Нормиро ванное значение плотност и тока, А/мм ²	Длительно Допустим ые токи, А
1	2	3	4	5	6
ЗГЭС – ПС Магдагачи	220	0,75	301	1	825 [14]
ЗГЭС – ПС Светлая 1 цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	0,735	220,40	1	710 [14]
ЗГЭС – ПС Светлая 2 цепь с отпайкой на ПС Энергия	220	0,745	223,44	1	710 [14]
ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т	220	0,97	290	1	710 [14]

Продолжение таблицы 4

Линия	Уном, кВ	Нагрузо чная плотнос ть тока, А/мм ²	Ток в день контрол ьного замера, А	Нормир ованное значени е плотнос ти тока, А/мм ²	Длительно Допустим ые токи, А
1	2	3	4	5	6
ПС Магдагачи – ПС Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	220	0,97	233	1	605 [14]
ПС Гонжа/т – ПС Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	220	0,92	276	1	710 [14]
ПС Ульручы/т – ПС Сковородино	220	0,96	230	1	605 [14]
ПС Сковородино – ПС Сковородино/т 1 цепь	220	0,14	42	1	710 [14]
ПС Сковородино – ПС Сковородино/т 2 цепь	220	0,14	41	1	710 [14]
ПС Сковородино – ПС БАМ/т	220	0,543	163	1	710 [14]
ПС Сковородино – ПС Уруша/т	220	0,5	151	1	710 [14]
ПС Сковородино – ПС Тында 1 цепь	220	0,4	119	1	710 [14]
ПС Сковородино – ПС Тында 2 цепь	220	0,3	89	1	710 [14]
ПС Тында – ПС НПС-20 1 цепь	220	0,1	24,06	1	605 [14]
ПС Тында – ПС НПС-20 2 цепь	220	0,2	47,96	1	605 [14]
ПС Тында – НГРЭС 1 цепь	220	0,289	86,80	1	710 [14]
ПС Тында – НГРЭС 2 цепь	220	0,289	91,41	1	710 [14]

Из результатов таблицы 4 мы видим, что нагрузочная плотность тока на участке подстанций ПС Магдагачи – ПС Сквородино превышает нормированное значение. Следовательно, запаса пропускной способности на данном участке нет. В другом разделе, моей выпускной квалификационной работы, мы рассмотрим варианты реконструкции этого участка сети в целях улучшения ситуации с пропускной способностью.

В таблице 5 будут представлены результаты загрузки силовых трансформаторов.

Таблица 5 – Результаты загрузки силовых трансформаторов

Подстанция	Кз	Мощность трансформатора, МВА	3:00		10:00	
			P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар
1	2	3	4	5	6	7
Магдагачи	1,2	25	0,51	0,12	0,62	0,13
	0,7	40	7,1	5,58	8,47	7,51
	0,6	40	7,36	6,63	10,8	10,7
Энергия	0,7	40	16,6	1,9	17,9	2,14
	0,6	40	10,4	1,1	10,6	1,13
Светлая	0,65	63	26,76	3,17	27,71	3,49
	0,7	63	27,13	3,55	27,86	3,59
	0,62	20	4,18	1,13	5,02	1,24
	0,6	20	2,29	0,25	2,74	0,3
Гонжа/т	0,6	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Талдан/т	0,63	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Ульручы/т	0,63	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,68	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Сквородино	0,6	63	27,1	4,1	27,4	4,2
	0,7	63	30,1	3,8	31	5,1
Сквородино /т	0,6	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
БАМ/т	0,6	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Уруша/т	0,62	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,68	40	68,35	34,56	68,35	34,56

Продолжение таблицы 5

Подстанция	Кз	Мощность трансформатора, МВА	3:00		10:00	
			P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар
1	2	3	4	5	6	7
Б. Омутная/т	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,6	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Ерофей Павлович/т	0,63	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Аячи/т	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,65	40	68,35	34,56	68,35	34,56
Тында	0,63	63	12,72	5,3	15	5,62
	0,7	63	12,43	2,59	14,57	2,6
НПС-20	0,6	40	68,35	34,56	68,35	34,56
	0,7	40	68,35	34,56	68,35	34,56
НПС - 19	0,6	40	7,6	1,9	8,9	2,2
	0,7	40	13,8	3,4	16,5	4,2

Таблица 6 – Результаты напряжений

Подстанции	Уном, кВ	Фактическое напряжение,кВ		Отклонение напряжения от Уном, %	
		3:00	10:00	3:00	10:00
1	2	3	4	5	6
Магдагачи	220	230	230,6	4,3	4,6
	35	36,1	36,7	3,1	4,6
	10	10,4	10,5	3,8	4,8
Сковородино	220	230	230,8	4,3	4,7
	110	112,2	114,8	2	4,2
	35	33,53	34,15	4,4	2,5
	10	10,02	10,38	0,2	3,7
Тында	220	232,3	233,3	5,7	5,3
	110	121,1	121,5	9,2	9,5
	35	36,9	37,3	5,1	6,2

Продолжение таблицы 6

Подстанции	Uном, кВ	Фактическое напряжение,кВ		Отклонение напряжения от Uном, %	
		3:00	10:00	3:00	10:00
1	2	3	4	5	6
	10	10,6	10,7	5,7	6,5
НПС - 19	220	235,8	236,7	6,7	7,1
	10	10,2	10,3	2	2,9
Энергия	220	234,2	234,5	6,1	6,2
	35	36,7	37	4,6	5,4
	10	10,4	10,5	3,8	4,8
	6	6,3	6,4	4,8	6,3
Светлая	220	242	242,6	9,1	9,3
	110	115	115,6	4,4	4,8
	35	36,3	36,5	3,6	4,1
	10	10,8	10,9	7,4	8,3

Из результатов контрольных замеров за 18 декабря 2019 года, следует, что силовые трансформаторы и автотрансформаторы моего эквивалента участка сети загружены нормально. Напряжение на шинах подстанций находится в пределах 10%, то есть не выходит за рамки допустимых.

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

На моём эквиваленте участка реконструкции электрической сети основной долей нагрузки являются тяговые подстанции. В последнее время увеличились грузоперевозки по железным дорогам, в связи с этим увеличилась нагрузка и не хватает напряжения.

В пп. 1.3 мы определили, что на участке ПС Сквородино – ПС Магдагачи проблемы с запасами пропускной способности. Если мы

реконструируем этот участок сети и получим повышение пропускной способности, то повысится производительность работы ОАО «РЖД». Для магистральных электрических сетей реконструкция данного участка будет выгодна, так как после проведения данного мероприятия они смогут пропускать больше электрической мощности по своим сетям и тем самым смогут окупить эту реконструкцию.

Дальше в одном из разделов ВКР будут разработаны варианты реконструкции моего участка сети. Нам нужно будет выбрать один из вариантов, который будет являться наиболее выгодным. Нужно будет рассчитать режимы при выбранном варианте реконструкции, тем самым убедиться, что показатели параметров сети данного участка находятся в допустимых пределах, после рассчитать экономическую часть вложений в реконструкцию и они должны быть минимальными.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчёт электрических нагрузок — это первый вопрос, решаемый при развитии сети и необходимый для проектирования электрической сети, станций и подстанций. По результатам расчёта в большей степени определяют размеры капиталовложений в энергостроительство.

В дальнейшем, для выбора оборудования и расчёта параметров, необходимо знать вероятностные характеристики.

- Средняя мощность – для выбора силовых трансформаторов;
- Максимальная активная мощность – для выбора новых ЛЭП;
- Эффективная мощность – её учитывают, когда определяют потери электроэнергии.
- Минимальная мощность – по ней оценивается устойчивость работы энергосистемы.

Определяем мощности ПС Сковородино в осенне-зимний период:

Максимальную активную и реактивную мощность мы берём из контрольных замеров.

$$P_{MAX} = 72,1 \text{ МВт}$$

Определяем среднюю активную мощность ПС Сковородино:

$$P_{CP} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где P_i - мощность i -го периода времени;

t – время, в течение которого наблюдается i -тая мощность;

T_H – общее время наблюдения за изменением нагрузки, принимаем равным 24 ч.

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot 1162$$

$$P_{CP} = 60,21 \text{ МВт}$$

Определяем эффективную активную мощность ПС Сковородино:

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

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 77015}$$

$$P_{\text{эф}} = 70,43 \text{ МВт}$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{CP}}, \quad (3)$$

$$K_{\phi} = \frac{56,65}{48,42}$$

$$K_{\phi} = 1,17$$

Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{MAX} = 9,2 \text{ МВар}$$

Определяем среднюю реактивную мощность ПС Сковородино:

$$Q_{CP} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^m Q_i \cdot t_i, \quad (4)$$

где Q_i - мощность i -го периода времени;

t – время, в течение которого наблюдается i -тая мощность;

T_H – общее время наблюдения за изменением нагрузки, принимаем равным 24 ч.

$$Q_{CP} = \frac{1}{24} \cdot 184$$

$$Q_{CP} = 7,67 \text{ МВар}$$

Определяем эффективную реактивную мощность ПС Сковородино:

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m Q_i^2 \cdot t_i}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 1931}$$

$$Q_{\text{эф}} = 8,97 \text{ МВар}$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{Q_{\text{эф}}}{Q_{\text{ср}}}, \quad (6)$$

$$K_{\phi} = \frac{8,97}{7,67}$$

$$K_{\phi} = 1,17$$

Определяем мощности ПС Сквородино в весенне-летний период:

Активная мощность:

$$P_{\text{MAX}} = 61,3 \text{ МВт}$$

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{24} \cdot 728$$

$$P_{\text{ср}} = 51,08 \text{ МВт}$$

Определяем эффективную активную мощность ПС Сквородино

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 30229}$$

$$P_{\text{эф}} = 59,77 \text{ МВт}$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{35,49}{30,33}$$

$$K_{\phi} = 1,17$$

Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{MAX} = 5,4 \text{ МВар}$$

Определяем среднюю реактивную мощность ПС Сковородино:

$$Q_{CP} = \frac{1}{24} \cdot 108$$

$$Q_{CP} = 4,5 \text{ МВар}$$

Определяем эффективную реактивную мощность ПС Сковородино:

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 666}$$

$$Q_{\text{эф}} = 5,27 \text{ МВар}$$

Коэффициент формы:

$$K_{\phi} = \frac{5,27}{4,5}$$

$$K_{\phi} = 1,17$$

Для остальных подстанций расчёт вероятностных характеристик производим аналогично, все минимальные нагрузки взяты из контрольных замеров. Результаты расчётов представлены в таблице 7 и 8.

Таблица 7 – Вероятностные активные нагрузки

Подстанция	U _{ном} , кВ	P _{max} , МВт	P _{ср} , МВт	P _{эф} , МВт	P _{min} , МВт
1	2	3	4	5	6
Осенне-зимний период					
Сковородино	110	72,1	60,21	70,43	40,27
Магдагачи	35	6,2	5,17	6,05	4,08
	10	17,36	14,47	16,93	10,85
Тында	110	29,57	24,64	28,83	18,87
НПС – 19	10	25,4	21,17	24,77	17,08
Энергия	35	28,3	23,58	27,59	20,79
	6	4,61	3,84	4,49	2,09
Светлая	110	53,89	44,91	52,54	40,48
	35	7,76	6,47	7,56	5,09
	10	2,07	1,73	2,02	1,01
Весенне-летний период					
Сковородино	110	61,3	51,08	59,77	26,56
Магдагачи	35	5,1	4,25	4,97	2,07
	10	14,2	11,83	13,85	9,07
Тында	110	13	10,83	12,68	9,07
НПС – 19	10	7,5	6,25	7,31	3,79
Энергия	35	4,88	4,07	4,76	1,76
	6	0,96	0,8	0,936	0,27
Светлая	110	38,94	32,45	37,97	25,45
	35	2,77	2,31	2,7	1,09
	10	0,63	0,53	0,61	0,11

Таблица 8 – Вероятностные реактивные нагрузки

Подстанция	Uном, кВ	Q _{max} , МВар	Q _{ср} , МВар	Q _{эф} , МВар	Q _{min} , МВар
1	2	3	4	5	6
Осенне-зимний период					
Сковородино	110	9,2	7,67	8,97	4,09
Магдагачи	35	8,47	7,06	8,26	5,83
	10	12,67	10,56	12,35	9,07
Тында	110	7,89	6,58	7,69	4,94
НПС – 19	10	6,4	5,33	6,24	3,05
Энергия	35	3,27	2,73	3,19	1,05
	6	0,74	0,617	0,722	0,19
Светлая	110	6,76	5,63	6,59	3,91
	35	1,54	1,283	1,502	0,92
	10	0,38	0,32	0,37	0,11
Весенне-летний период					
Сковородино	110	5,4	4,5	5,27	2,7
Магдагачи	35	7	5,83	6,83	0,1
	10	11,7	9,75	11,4	1,04
Тында	110	3	2,5	2,93	0,78
НПС – 19	10	1,8	1,5	1,76	1,07
Энергия	35	4,88	4,07	4,76	0,62
	6	0,39	0,33	0,38	0,1
Светлая	110	1,32	1,1	1,29	0,2
	35	1,33	1,11	1,3	0,1
	10	0,35	0,29	0,34	0,1

Прогнозирование электрических нагрузок – одно из самых востребованных направлений в энергетике. Прогнозы электропотребления

составляют основную исходную информацию для принятия решений о планировании оптимальных режимов работы и развития ЭЭС.

При прогнозировании электрических нагрузок будем пользоваться методом сложных процентов.

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на пять лет вперёд:

$$P_{\text{прог}} = P \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (7)$$

где ε - коэффициент прироста нагрузки, равное 0,0082 [17];

N – срок выполнения прогноза (5 лет).

Результаты прогнозирования нагрузок представлены в таблице 9 и 10.

Таблица 9 – Спрогнозированные активные нагрузки

Подстанция	U _{ном} , кВ	P _{max} , МВт	P _{ср} , МВт	P _{эф} , МВт	P _{min} , МВт
1	2	3	4	5	6
Осенне-зимний период					
Сковородино	110	75,11	62,72	73,37	41,95
Магдагачи	35	6,46	5,38	6,30	4,25
	10	18,08	15,07	17,63	11,30
Тында	110	30,80	25,67	30,03	19,66
НПС – 19	10	26,46	22,05	25,80	17,79
Энергия	35	29,48	24,57	28,74	21,66
	6	4,80	4,00	4,68	2,18
Светлая	110	56,14	46,78	54,73	42,17
	35	8,08	6,74	7,88	5,30
	10	2,16	1,80	2,10	1,05
Весенне-летний период					
Сковородино	110	63,86	53,21	62,26	27,67

Подстанция	U _{ном} , кВ	P _{max} , МВт	P _{ср} , МВт	P _{эф} , МВт	P _{min} , МВт
1	2	3	4	5	6
Магдагачи	35	5,31	4,43	5,18	2,16
	10	14,79	12,33	14,42	9,45
Тында	110	13,54	11,29	13,20	9,45
НПС – 19	10	7,81	6,51	7,62	3,95
Энергия	35	5,08	4,24	4,96	1,83
	6	1,00	0,83	0,98	0,28
Светлая	110	40,56	33,80	39,55	26,51
	35	2,89	2,41	2,81	1,14
	10	0,66	0,55	0,64	0,12

Таблица 10 – Спрогнозированные реактивные нагрузки

Подстанция	U _{ном} , кВ	Q _{max} , МВар	Q _{ср} , МВар	Q _{эф} , МВар	Q _{min} , МВар
1	2	3	4	5	6
Зима					
Сковородино	110	9,58	7,99	9,34	4,26
Магдагачи	35	8,82	7,35	8,60	6,07
	10	13,20	11,00	12,87	9,45
Тында	110	8,22	6,85	8,01	5,15
НПС – 19	10	6,67	5,57	6,50	3,18
Энергия	35	3,41	2,84	3,32	1,09
	6	0,77	0,64	0,75	0,20
Светлая	110	7,04	5,87	6,87	4,07
	35	1,60	1,34	1,57	0,96
	10	0,40	0,33	0,39	0,12

Продолжение таблицы 10

Подстанция	Uном, кВ	Q _{max} , МВар	Q _{ср} , МВар	Q _{эф} , МВар	Q _{min} , МВар
1	2	3	4	5	6
Лето					
Сковородино	110	5,63	4,69	5,49	2,81
Магдагачи	35	7,29	6,08	7,11	0,10
	10	12,19	10,16	11,88	1,08
Тында	110	3,13	2,60	3,05	0,81
НПС – 19	10	1,88	1,56	1,83	1,12
Энергия	35	2,17	1,81	2,11	0,65
	6	0,41	0,34	0,40	0,10
Светлая	110	1,38	1,15	1,34	0,21
	35	1,39	1,16	1,35	0,10
	10	0,37	0,30	0,36	0,10

Подробный расчёт представлен в приложении А.

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

В этом разделе мы разработаем варианты реконструкции сети для разгрузки участка сети подстанция Сковородино – подстанция Магдагачи.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей, могут быть сформулированы следующим образом:

1) схема электрической сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии [28].

2) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также — потери мощности и электроэнергии [1].

3) комплекс номинального напряжения и схемы сети должны обеспечивать необходимое качество электроснабжения потребителей и выполнение технических ограничений электрооборудования линий и подстанций (потокам в различных режимах сети, по механической прочности и т. п.) [1].

4) на всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС [1].

5) при проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня [28].

б) схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА) [1].

7) Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды [231].

Возьмём четыре варианта реконструкции:

1. Проложить новую ЛЭП 220кВ от ПС Сквородино до ПС Магдагачи.

Распределение длин на данном участке: Магдагачи-Гонжа/т – 35,95 км, Гонжа/т-Сквородино с отпайкой на Талдан/т – 114,9 км, Магдагачи-Ульручьи/т с отпайкой на Талдан/т – 125,3 км, Ульручьи/т-Сквородино – 29,6 км. Необходима реконструкция РУ ВН на ПС Магдагачи, ПС Сквородино. Длина ЛЭП от ПС Сквородино до ПС Магдагачи будет составлять 154,9 км.

2. Проложить ЛЭП 220 кВ от ПС Светлая до ПС Сквородино.

Длина ЛЭП от ПС Светлая до ПС Сквородино будет составлять 215,24 км. Необходима реконструкция РУ 220 кВ на ПС Светлая и на ПС Сквородино.

3. Проложить ЛЭП 220 кВ от ПП Ключевая и до ПС Сквородино.

Длина ЛЭП от ПП Ключевая до ПС Сквородино будет составлять 179,9 км. Необходима реконструкция РУ 220 кВ на ПП Ключевая и на ПС Сквородино.

4. Проложить ЛЭП 500 кВ от ЗГЭС и до ПС Сквородино.

Длина ЛЭП от ЗГЭС до ПС Сквородино будет составлять 221,22 км. Необходима реконструкция РУ 500 кВ на ЗГЭС и на ПС Сквородино.

Вариант номер 4, в котором постройка линии 500 кВ от ЗГЭС до ПС Сквородино разгрузит участок ПС Сквородино – ПС Магдагачи, не будет конкурировать с остальными по тем причинам, что реконструкция РУ на ЗГЭС, проложить ЛЭП на напряжение 500 кВ, выйдет намного дороже за счёт самой большой длины и номинала напряжения и займёт намного больше времени, чем в остальных трёх вариантах, поэтому его можно отбросить сразу.

Проанализируем остальные три варианта. Составим таблицу технического сравнения вариантов.

Таблица 11 – Технический анализ вариантов

№	Вариант	Количество выключателей с учётом реконструкции ОРУ	Суммарное количество выключателей	Суммарная длина линий, км
1	2	3	4	5
1	Сковородино	1	2	154,9
	Магдагачи	1		
2	Светлая	1	2	215,2
	Сковородино	1		
3	ПП Ключевая	1	2	179,9
	Сковородино	1		

Судя, по данным таблицы 11, в этом разделе нет смысла проводить экономическое сравнение вариантов, т.к. на всех подстанциях при каждом варианте реконструкции добавится по два выключателя, следовательно, смотрим на длины линий. Вариант 1 с наименьшей суммарной длиной линий, рассматривать остальные варианты и сравнивать их с первым нету смысла, во всех вариантах ЛЭП проложенная в любом из оставшихся трёх вариантов будет на напряжения номиналом 220 кВ, так как все ЛЭП на нашем участке эквивалента сети на напряжение 220 кВ, самым выгодным является первый вариант реконструкции.

3.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение — это базисное напряжение из стандартизированного ряда напряжений, определяющих уровень изоляции сети и электрооборудования.

Номинальное напряжение оказывает большое влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального напряжения происходит снижение потерь

мощности и энергии, снижение сечения проводов, снижение эксплуатационных издержек. Но чем выше класс номинального напряжения, тем больше капитальные затраты на сооружение линии, распределительных устройств ПС.

Основными показателями, определяющими величину номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии и длина.

Численное значение номинального напряжения сети/участков сети можно определить по формуле Илларионова (эмпирическая), которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше [1]:

$$U_{\text{рас}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (8)$$

где l – длина участка, км;

P – поток мощности на участке, МВт.

В выбранном нами варианте реконструкции ЛЭП на участке подстанция Сквородино – подстанция Магдагачи будет напряжением 220 кВ, так как она находится в кольцевой сети, обязательное условие которой – один класс номинального напряжения.

Значения потоков мощности участков сети получены по результатам контрольного замера от 19.12.2019 г.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Основным источником реактивной мощности являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи.

Определение значения суммарной реактивной мощности, генерируемой в сеть генераторами:

$$Q_{\Gamma} = \sum P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (9)$$

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

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности равный 0,4, определяемый приказом министерства энергетики номер 380 [16].

$$Q_{\Gamma} = 257,6 \cdot 0,4 = 103,03 \text{ Мвар},$$

Реактивная мощность, которая требуется для реконструируемой сети:

$$Q_{\text{нб}} = K_{0(Q)} \cdot \sum Q_{\max} + \Delta Q_{mp} + \sum (\Delta Q_l - \Delta Q_C), \quad (10)$$

где $K_{0(Q)}$ - коэффициент одновременности, равный 0,98;

$\sum Q_{\max}$ - сумма реактивной нагрузки в режиме максимум;

ΔQ_{mp} - суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

ΔQ_l - потери реактивной мощности в линии l ;

ΔQ_C - реактивная мощность, генерируемая линией l .

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах можно принять, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют примерно 10% от передаваемой через трансформатор полной мощности:

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot \sum S = 0,1 \cdot \sum (\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}), \quad (11)$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot \sqrt{257,6^2 + 59,7^2} = 26,4 \text{ Мвар}$$

Потери реактивной мощности в линиях:

$$\Delta Q_l = \frac{(N_a + N_p) \cdot 10^3 \cdot X}{220^2}, \quad (12)$$

где N_a - произведение максимальной активной спрогнозированной мощности ПС и длины соответствующей линии с учётом цепей;

N_p - произведение максимальной реактивной спрогнозированной мощности ПС и длины соответствующей линии с учётом цепей;

X - удельное реактивное сопротивление линии принято 0,42 [18].

Подробный расчёт N_a и N_p представлен в приложении В.

Реактивная мощность, генерируемая линией:

$$\Delta Q_C = q_c \cdot \sum L \quad (13)$$

где $\sum L$ - суммарная длина линий;

q_c - удельная генерация реактивной мощности, принятая 0,14.

Расчёт представлен в приложении В.

Таким образом по формуле (10) определяем реактивную мощность, требуемую для сети:

$$Q_{Нб} = 0,98 \cdot 59,7 + 26,4 + (21,35 - 73,702) = 32,6 \text{ Мвар}$$

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности сравнивается со значением генерируемой реактивной мощности,

генерируемой в сеть генераторами. В случае $Q_{НБ} < Q_{Г}$ необходимость в установке КУ отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней. При противоположной ситуации требуется установка КУ.

В нашем случае компенсация реактивной мощности не требуется.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{max ij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (14)$$

где I_{pij} – расчётный ток, А;

$I_{max ij}$ – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_m).

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

Принимаем α_t равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\max ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (15)$$

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

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

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

Максимальный ток ЛЭП ПС Сквородино – ПС Магдагачи:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{75,11^2 + 9,58^2}}{1 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} = 0,199 \text{ кА},$$

Расчётный ток ЛЭП ПС Сквородино – ПС Магдагачи:

$$I_p = 0,199 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,209 \text{ кА}.$$

Выбираем марку провода АС – 300/39 [36]. Расчёт представлен в приложении В.

Проверку выбранного сечения ЛЭП произведём при расчёте режимов в разделе 9.

3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при реконструкции электрической сети

В этом разделе ВКР проверяем трансформаторы, установленные на ПС Сквородино и ПС Магдагачи, рассчитав коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах. Значение мощностей берём из таблиц 9 и 10.

Проверяем трансформаторы на ПС Сквородино (марки трансформаторов указаны в разделе 1.2):

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{n \cdot S_{ном}}, \quad (16)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;
 P_{cp} – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;
 $Q_{нескi}$ – не скомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{62,72^2 + 9,58^2}}{2 \cdot 63} = 0,504,$$

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (17)$$

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{62,72^2 + 9,58^2}}{63} = 1,007,$$

Проверяем трансформаторы на ПС Магдагачи:

Для двух трансформаторов на 40 МВА:

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{20,45^2 + 22,02^2}}{2 \cdot 40} = 0,501,$$

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{20,45^2 + 22,02^2}}{40} = 1,002,$$

Для одного трансформатора на 25 МВА:

$$K_3 = \frac{\sqrt{20,45^2 + 22,02^2}}{1,25} = 1,202,$$

Судя по коэффициентам загрузки, подстанции не нуждаются в замене трансформаторов.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкания между фазами, а в сетях с заземлёнными нейтралями – также замыкание одной или нескольких фаз на землю [23].

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места КЗ. На рисунке 8 представлена участок сети на котором будем производить расчёт ТКЗ.

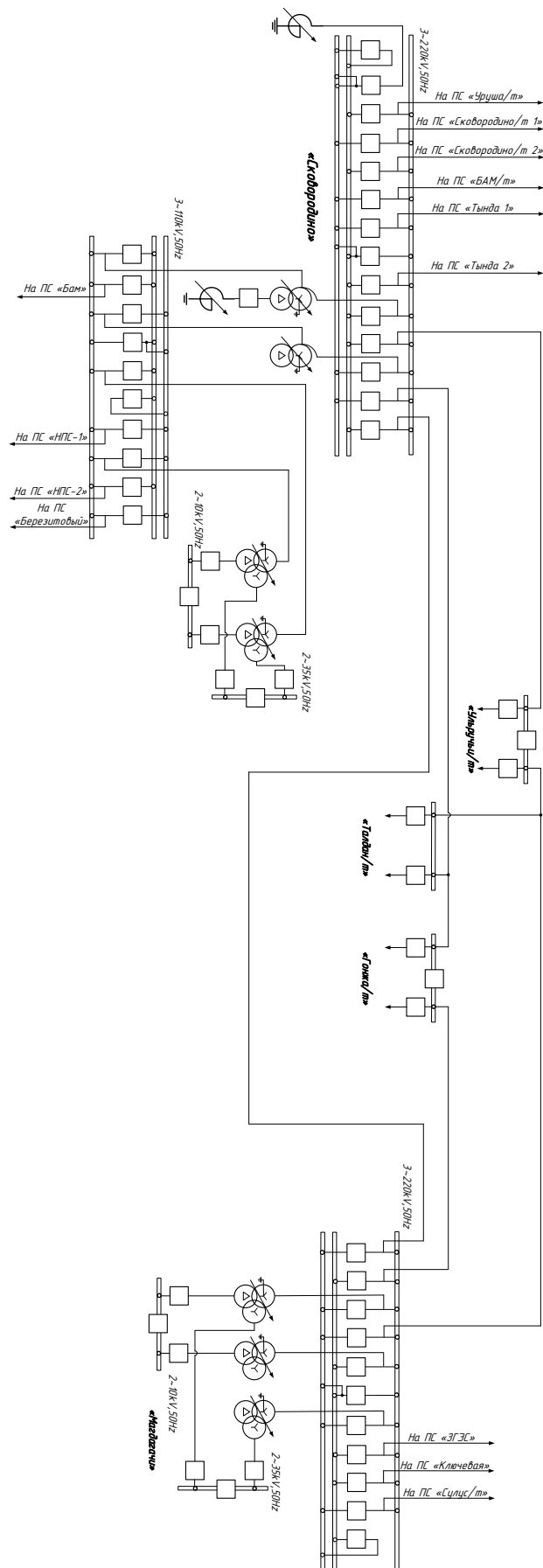


Рисунок 8 – Однолинейная схема участка

Для расчёта необходимы схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. Схемы прямой и обратной последовательности будут аналогичными.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Расчетные параметры определяются по формулам:

Реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$X_2 = \frac{X_d'' \cdot U_{ном}^2}{S_H} \quad (18)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

$U_{ном}^2$ - номинальное напряжение;

S_H - номинальная мощность генератора.

Реактивное сопротивление обратной последовательности генератора:

$$X_{o.n.} = 1,22 \cdot X_2 \quad (19)$$

ЭДС генератора:

$$E = E_d'' \cdot U_{ном} \quad (20)$$

где E_d'' - переходная ЭДС генератора;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение.

Сопротивление прямой последовательности, Ом:

$$x_{Д} = x_{о} \cdot l, \quad (21)$$

где $x_{о}$ - удельное реактивное сопротивление на 1 км линий;

l - длина линии.

Среднее значение отношения $x_{о}/x_{1}$ для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно, для нахождения реактивного сопротивления нулевой последовательности применяется формула:

$$x_{н.п} = 3 \cdot x_{о} \cdot l, \quad (22)$$

Подробный расчет представлен в приложении Г.

Расчёт будет произведён в ПК RastrWin3 и для расчёта нам понадобится:

Таблица 12 – Реактивные сопротивления трансформаторов

Наименование станции или подстанции	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
1	2	3	4
Нерюнгринская ГРЭС АТ-125000/220	59,2	0	131

Продолжение таблицы 12

Наименование станции или подстанции	$X_{ВН}$	$X_{СН}$	$X_{НН}$
1	2	3	4
Зейская ГЭС АТ-167000/500	61,1	0	113,5
ПС Магдагачи ТДТН-25000/220 ТДТНЖ-40000/220	275 165	0 0	148 125
ПС Сковородино АТДЦТН-63000/220	104	0	195,6
ПС Тында АТДЦТН-63000/220	104	0	195,6
ПС Ульручи/т (также для всех тяговых ПС) ТДТНЖ-40000/220	165	0	125

Таблица 13 – Параметры генераторов

Название величины	Тип генератора	
	СВ-1130/220- 44ХЛ4	ТГВ-200-2МУЗ
1	2	3
Активная мощность, Р (МВт)	225	210
Косинус угла φ , $\cos\varphi$	0,85	0,85
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	15,75	15,75
Номинальный ток, $I_{ном}$ (кА)	10,2	9,06
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x''_{d*} (о.е.)	0,215	0,225

Таблица 14 – Сопротивление линий

ЛЭП	Реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом
1	2	3
Магдагачи – Гонжа/т	15,42	46,26
Магдагачи – Талдан/т 2	33,80	101,40
Гонжа/т – Талдан/т 1	19,56	58,68
Талдан/т 2 – Ульручы/т	20,71	62,13
Талдан/т 1 - Сковородино	29,73	89,19
Ульручы/т - Сковородино	11,22	33,66

Алгоритм расчёта в ПВК RastrWin 3:

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы) [20].

В результате расчёта мы получили следующие результаты, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Токи КЗ

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Двухфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
1	2	3	4
ПС Магдагачи ВН	4,532	2,498	2,053
ПС Магдагачи СН	7,498	3,237	3,102

Продолжение таблицы 15

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Двухфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
1	2	3	4
ПС Магдагачи НН	10,753	6,344	5,896
ПС Сквородино ВН	3,224	1,515	1,502
ПС Ульручьи/т ВН	2,215	1,102	1,081
ПС Талдан/т 3 ВН	2,121	1,091	1,072
ПС Гонжа/т ВН	2,8668	2,8134	2,7945

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1 Реконструкция РУ ВН ПС 220 кВ Сквородино и ПС Магдагачи

На ПС Сквородино и ПС Магдагачи РУ ВН выполнено ОРУ, на каждой из подстанций будет добавлено по одной линейной ячейке для присоединения ЛЭП. Рассмотрим реконструкцию на подстанции Магдагачи. Будет разработана подробная однолинейная схема.

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

Подробная однолинейная схема изображена на третьем листе графической части ВКР.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Для выбора оборудования нам необходимо определить некоторые составляющие токов короткого замыкания:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Так как мы будем производить выбор оборудования для одной из двух подстанций, то составляющие тока КЗ рассчитаем именно для этой подстанции, а конкретно для ПС Магдагачи.

Ударный ток, аperiodическая составляющая тока короткого замыкания и ударный коэффициент рассчитываются по следующим формулам:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no} \quad (23)$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (24)$$

$$k_{y\partial 220} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} \quad (25)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 220 - 0,04 с, для 35 - 0,02 с, для 10 - 0,01 с.

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент .

Расчет и результаты расчета токов короткого замыкания в точках К1, К2, К3 и максимальных рабочих токов запишем в таблицу 16. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 16 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
1	2	3	4
ПС Магдагачи ВН	4,532	6,409	11,401
ПС Магдагачи СН	7,498	10,604	17,035
ПС Магдагачи НН	10,753	15,207	20,801

5.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН 220 кВ

Расчетные данные для выбора жесткой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 17.

Допустимое механическое напряжение в материале для шин из алюминия:

$$\delta_{\max}^{Al} = 11.4 \text{ МПа}.$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляторы для данного материала:

$$F_{\max}^{Al} = 227 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (26)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для Al шин при $90^{\circ} - 81 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (27)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для Al шин при $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 17 – Условия выбора жесткой ошиновки

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	91,8	1770
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	5,45	20
Сквозной ток (наибольший пик), кА	12,3	50
Допустимое напряжение в материале шин, МПа	11,4	247
Допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н	227	4800
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	2903

Перемычки и спуски к оборудованию предусматриваются проводом АС-400/39 – номинальный ток 950 А. Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	900	950
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	300

5.3 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (28)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} \quad (29)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (30)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (31)$$

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

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Проверку по тепловому импульсу выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (32)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты ($\Delta t = 5$ 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 :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (33)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя.

К установке принят элегазовый колонковый выключатель с пружинным приводом. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в

сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ [6].

Основные технические характеристики устанавливаемого элегазового выключателя 220 кВ приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ЗАР1 FG-245, установленного на напряжение 220 кВ.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 133 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,401 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 2,246 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{n0}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,532 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} > I_{n0}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,532 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 28,28 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,409 \text{ кА}$

Исходя из результатов расчета, можно утверждать, что выбранные выключатель подходит для установки.

5.4 Выбор и проверка разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [6].

Для установки принят трехполюсный разъединитель напряжением 220 кВ горизонтально-поворотного типа с главными ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельно основанию.

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя D FB4-245 220 кВ.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 454 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,401 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 1323 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,06 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 441 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,06 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Исходя из результатов расчета, можно утверждать, что выбранный разъединитель подходит для установки.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей [6].

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (34)$$

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 $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (35)$$

Таблица 21 – 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	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
Линии 220 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	2,0	2,0	2,0
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,8	0,8	0,8
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	2,0	2,0	2,0
Итого			8	8	8

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со

схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 21.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (36)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (37)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (38)$$

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

$r_{2 \text{ ном}}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (39)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{27,6}{5^2} = 1,1 \text{ Ом} .$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 1,1 - 0,05 = 18,85 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (40)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 $\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,85} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	L , м
1	2
220	50-100
35	40-80
10	6 - 10

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (41)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом.}$$

Для установки на вводах РУ 220 кВ приняты однополюсные трансформаторы тока напряжением 220 кВ с элегазовой изоляцией. Технические характеристики ТТ представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора тока IOSK 245 220 кВ.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 167 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,401 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{уд}$
$Z_{2НОМ} = 2,31 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,83 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 189 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,366 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [8]:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \tag{42}$$

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

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

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[8].

К установке принята группа измерительных трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией, антирезонансного исполнения.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 25.

Таблица 24 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	5	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	5	СЕ 304	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{24,54^2 + (24,54 \cdot 0,65)^2} = 30 \text{ ВА.}$$

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ТЕМР 245 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 242 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 30 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

5.7 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Выбор сборных шин представлен в пункте 5.2.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (43)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [35];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [35].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_H}, \quad (44)$$

где L_H – длина пути утечки одного изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н [25]:

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (45)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,35^2}{3} \cdot 4 \cdot 10^{-7} = 24,72 \text{ Н};$$

где a – расстояние между фазами (для 220 кВ – 3 метра) [38];

l – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираются изоляторы ОСК-6-220-4 УХЛ1–изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-6-220-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов:

высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекингоустойчивостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм [25].

Допустимая нагрузка для данного изолятора по формуле:

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (46)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной [18].

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [18].

Мощность трансформаторов 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.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 26.

Таблица 26– Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
-----	-----	-----------	---------

Продолжение таблицы 26

Вид	cos	Руст, кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 , \quad (47)$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА} .$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 250/10/0,4.

6 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС

В этом разделе мы рассчитаем заземление и молниезащиту ПС Магдагачи, а также выбор ОПН. Для подстанции Сковородино расчёт будет аналогичен.

6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Заземление в зависимости от назначения несет 3 функции:

- Заземление молниезащиты применяется для отвода тока молнии в землю от мест, в которые произошёл удар молнии
- Рабочее заземление необходимо для нормальной работы электроустановок, к нему относится заземление нейтрали трансформаторов.
- Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения.

Исполнение заземления на подстанции конструктивно выполняется в виде сетки, состоящей из горизонтальных заземлителей. В узлах располагаются вертикальные заземлители, которые должны укладываться на глубину 0,5-0,6 м от уровня планировочной отметки земли и от дна траншеи выступать на 0,1-0,2 м. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 0,6-0,7 м от уровня планировочной отметки земли.

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

Расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Магдагачи.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами. Следовательно, площадь, используемая под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (48)$$

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

$$S = (99 + 2 \cdot 1,5) \cdot (51500 + 2 \cdot 1,5) = 5559 \text{ м}^2.$$

Принимается диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 10$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (49)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = \pi \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (50)$$

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

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

$I_{кз}$ – ток короткого замыкания из таблицы 24.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{3036,3^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 18,145 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (51)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (52)$$

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

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,932;$$

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 31,975 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (53)$$

$$F_{м.п} = 78,5 \geq F_{\min} = 50,12 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр прутков подходит.

Принимается расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . Число ячеек равно:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (54)$$

$$m = \frac{1865}{2 \cdot \sqrt{5559}} - 1 = 11,538.$$

Принимается: $m=12$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{5559}}{12} = 6,213 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (55)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{5559} \cdot (12+1) = 1939 \text{ м.}$$

Определяется количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (56)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{5559}}{12} = 24,853.$$

Принимается: $n_e = 27$.

Вычисляется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (57)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, согласно типу грунта, описанному в пункте 1.1 [14];

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

$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{5559} = 0,067$, следовательно, $A = 0,1$ [35].

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 180 \cdot \left(\frac{0,1}{\sqrt{5559}} + \frac{l}{1939 + 27 \cdot 5} \right) = 0,328 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (58)$$

где I_M – ток молнии, кА. Равен 55 кА [21].

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5559}}{(180 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,496;$$

Определяется импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом [2];} \quad (59)$$

$$R_u = 0,328 \cdot 1,496 = 0,491 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Расчёт представлен в приложении Д.

Полученное значение входит в допустимые пределы.

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие предметы. Благодаря этому защищаемый объект, более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности [29].

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, прожекторных мачтах, на крышах зданий, а также на отдельностоящих конструкциях [29].

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Магдагачи от прямого удара молнии осуществляется четырьмя молниеотводами, установленными на порталах [29].

Расчет зон защиты на трех уровнях: на уровне земли, линейного и трансформаторного портала.

Расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода $h=30,5$ м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \tag{60}$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30,5 = 25,9 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (61)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30,5) \cdot 30,5 = 31,7 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (62)$$

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

$$r_x = 31,7 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,9}\right) = 18,244 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (63)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (64)$$

Пример расчета параметров защиты молниеотводов 1-2. Расстояние между молниеотводами $L=30,6$ м.

$$h_{cx} = 25,9 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30,5) \cdot (30,6 - 30,5) = 25,9 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = 31,7 \cdot \frac{25,9 - 11}{25,9} = 18,2 \text{ м.}$$

Далее из расчета строится общая картина зон защиты ОРУ 220 кВ.

Расчёт представлен в приложении Д и сведен в таблицу 27.

Таблица 27 - Параметры для построения зон защиты молниеотводов

Номер молниеотвода		L, м	h_{cx} , м	r_0 , м	$h_{эф}$, м	r_{cx} , м	r_x , м
1		2	3	4	5	6	7
1-2	1	30,6	25,9	31,7	25,9	18,2	18,24
	2				25,9	22,39	22,4
2-3	2	30,7	25,9	31,7	25,9	18,2	18,2
	3				25,9	22,39	22,4
3-4	3	35,3	25,9	31,7	25,9	17,8	18,2
	4				25,9	22,08	22,4
4-5	4	45,7	23,2	31,7	25,9	16,7	18,2
	5				25,9	21,31	22,4
5-6	5	35,3	25,1	31,7	25,9	17,8	18,24
	6				25,9	22,08	22,4
6-7	6	35,3	25,1	31,7	25,9	17,8	18,24
	7				25,9	22,08	22,4

Номер молниеотвода		L, м	h_{cx} , м	r_0 , м	$h_{эф}$, м	r_{cx} , м	r_x , м
1		2	3	4	5	6	7
7 – 8	7	31,5	25,7	31,7	25,9	18,2	18,24
	8				25,9	22,34	22,4
8 – 1	8	45,7	23,2	31,7	25,9	16,7	18,24
	1				25,9	21,31	22,4

Молниезащита ОРУ 220 кВ представлена в графической части ВКР на листе 4. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, а также на высоте равной высоте линейных порталов все элементы находятся внутри защищаемой зоны.

6.3 Выбор и проверка ОПН.

Ограничитель перенапряжения нелинейный обеспечивает защиту изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений. [3]

Изначально произведён предварительный выбор ОПН, а после изучения и расчета влияющих факторов окончательный выбор [5].

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3}} \quad (65)$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B} \quad (66)$$

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

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр} \quad (67)$$

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (68)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Энергия, поглощаемая ограничителем:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(U_{\max} - U_{ост})}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (69)$$

где U_{\max} – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (70)$$

где L – длина линии, км;
 V – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (71)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

k – коэффициент полярности, равный $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (72)$$

где $U_{50\% \text{ разр}}$ – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (73)$$

По зависимости \mathcal{E}^* от отношения $U_{ост}/U_{ном}$ (обозначают K_B или T) определяют класс энергоемкости ОПН.

Параметры для ОПН 220 кВ:

$$U_{max} = \frac{652}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 652} = 517,14 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(517,14 - 445)}{426} \right) \cdot 445 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 1005,3 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1005,3}{220} = 4,57 \text{ кДж / кВ}$$

Исходя из значения удельной энергоемкости, класс энергоемкости 4.

На стороне высокого напряжения ограничитель перенапряжения типа ОПН-220 УХЛ 1.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные характеристики ОПН-220/95/10 УХЛ 1.

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U_{нд}$, кВ	146
Остающееся напряжение при коммутационном токе $U_{ост}$, кВ	361
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	20
Ток пропускной способности (2 мс), А	1200
Полная энергоемкость W_c , кДж	530

Пример расчета для ограничителя перенапряжений 220 кВ.

Проверка выбранного ОПН (предварительный выбор).

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

$$U_{н.д.} \geq 1,05 \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} \rightarrow 146 \geq 145 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$146 \leq \frac{189}{1,3} \rightarrow 146 \leq 145,4 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K = \frac{458 - 361}{426} = 0,22 \text{ кА}$$

$$0,22 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН прошел предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \tag{74}$$

Для ОПН 220 кВ с 4 классом энергоемкости:

$$5,6 \cdot 146 \geq 530 \text{ кДж} \rightarrow 817,6 \geq 530 \text{ кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозovým воздействиям:

$$A_{сп220} = \frac{U_{исп} - U_{ост.сп}}{U_{исп}} = \frac{459 - 361}{459} = 0,21 \geq 0,14 \quad (75)$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн220} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{443 - 361}{443} = 0,18 \geq 0,15 \quad (76)$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (77)$$

$$2,4 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для } 220 \text{ кВ}$$

В результате проверки, выбранные ОПН соответствуют условиям.

6.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте рассмотрена надежность молниезащиты подстанции Магдагачи ОРУ 220 кВ, для чего рассчитана величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений.

Рабочее напряжение, приложенное к установке, может отличаться от номинального. При превышении напряжения сверх наибольшего рабочего наблюдается перенапряжение.

Причиной грозových перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Для защиты подстанционного оборудования от прямых ударов молнии используется система молниеотводов.

Число грозовых разрядов в сооружение определяется:

$$N_c = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot 10^{-6} \quad (78)$$

где p_o - плотность разрядов молнии на 1 км^2 земной поверхности;

A, B – длина, ширина сооружения, м;

$R_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, м.

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30} \quad (79)$$

$$R_{\text{ЭКВ}} = 5 \cdot 30,5 - \frac{2 \cdot 30,5^2}{30} = 90,48 \text{ м}$$

где h – высота молниеотвода.

$$p_o = 0,05 \cdot N_{\text{г.ч.}} = 0,05 \cdot 30 = 1,5 \quad (80)$$

где $N_{\text{г.ч.}}$ - число грозовых часов.

Надежность защиты ОРУ станций и подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы в год. Это число может быть определено по формуле:

$$N_{\text{п.у.}} = p_o \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot P_{\alpha} \cdot P_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}}) \cdot 10^{-6} \quad (81)$$

$$N_{п.у.} = 2.05 \cdot (123,6 + 2 \cdot 90,48) \cdot (93,6 + 2 \cdot 90,48) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,005 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-4} = 2,822 \cdot 10^{-4}$$

где $\eta_{пр}, \eta_{оп}$ - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ОРУ и при обратных перекрытиях(в расчетах принимается 0,9 [01]);

P_{α} - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы(принимается 0,005 [21]);

$P_{оп}$ - вероятность обратного перекрытия;

$P_{пр}$ - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ.

Величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений, лет:

$$T_{п.у.} = \frac{1}{N_{п.у.}} = \frac{1}{4118} = 3543 \text{лет} \quad (82)$$

$$T_{п.у.} = \frac{1}{4118} = 3543 \text{лет}$$

$T_{п.у.}$ для напряжения 220 кВ должно быть не ниже 1000 лет. Условие выполняется.

Среднее число опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом объекте в течение года:

$$N_{н.в.} = N \cdot N_{г.ч.} \cdot I_{о.з.} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_3) \cdot (P_{\alpha} \cdot \psi_{пр} + \delta_{оп} \cdot P_{оп} \cdot \psi_{оп}) \cdot 10^{-4} \quad (83)$$

$$N_{\text{н.в.}} = 50 \cdot 30 \cdot 1,5 \cdot 6 \cdot (1 - 0,6) \cdot (0,005 \cdot 0,9 + 0,18 \cdot 0 \cdot 0,18) \cdot 10^{-4} = 2,43 \cdot 10^{-3}$$

где N - число грозových ударов в ВЛ длиной 100 км при 100 грозových часах в год;

$l_{\text{о.з.}}$ - длина опасной зоны, км;

$n_{\text{вл}}, k_{\text{э}}$ - число отходящих ВЛ и коэффициент их взаимного экранирования;

P_{α} - вероятность прорыва молнии на провод;

$\delta_{\text{оп}}$ - доля грозových ударов в опоры и прилегающие участки троса, отн.ед.;

$P_{\text{оп}}$ - вероятность обратного перекрытия линейной изоляции;

$\Psi_{\text{пр}}, \Psi_{\text{оп}}$ - доли опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на провод и при обратных перекрытиях изоляции ВЛ, отн.ед.

Средняя повторяемость перенапряжений, возникающих на защищаемой ПС, в годах:

$$T_{\text{н.в.}} = \frac{1}{N_{\text{н.в.}}} \quad (84)$$

$$T_{\text{н.в.}} = \frac{1}{1,771 \cdot 10^{-3}} = 412 \text{ лет.}$$

Должны соблюдаться рекомендуемые показатели надежности грозозащиты в зависимости от класса напряжения ПС. Для напряжения 220 кВ $T_{\text{н.в.}}$ должно быть равно 400-600 лет. Рекомендуемые показатели соблюдаются, следовательно, молниезащита имеет достаточную надежность.

Расчёт представлен в приложении Д.

7 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЛЭП ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В этом разделе ВКР приводится описание конструктивного исполнения ЛЭП, с помощью которой ПС Магдагачи подключается к ПС Сквородино.

Конструкция провода.

По всей длине трассы на рассматриваемом участке выбрана марка провода АС-300/39. Это неизолированный сталеалюминевый провод, сердечник которого выполнен из стального провода, а остальная токопроводящая жила из алюминиевого провода. Для его изготовления используется нержавеющая сталь и алюминий [11].

Основные технические характеристика провода АС-300/39:

- Диапазон температур эксплуатации от -60°C до $+90^{\circ}\text{C}$;
- Максимальная разрывная нагрузка 9057,4 даН;
- Расчетная масса провода 1132 кг/км;
- Наружный диаметр 24 мм²;
- Площадь сечения алюминиевой части 301,58 мм²;
- Площадь сечения стальной части 38,61 мм²;
- Срок службы не менее 45 лет;
- Допустимый ток 710 А;
- Механическое напряжение для наибольшей нагрузки 12,6 даН/мм²;
- Коэффициент температурного линейного расширения 19,8 1/°С* мм².

Опоры.

На данном участке применяются опоры:

- Металлические;
- Железобетонные.

Металлические опоры анкерно-угловые типа У220-1, У220-2Т+5 и У220-2Т. Железобетонные опоры типа ПБ-220-1, П220 и П220-4.

Изоляция.

Выбор изоляции производится по удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Линейная арматура.

Для крепления провода ЛЭП к опоре применяются изоляторы подвесные в поддерживающих подвесках типа ПС6Б с 15 изоляторами в одной гирлянде и подвесные в натяжных подвесках типа ПС-12 с 12 изоляторами в одной гирлянде.

Параметры изолятора ПС6-Б (подвесной тарельчатый стеклянный):

- 1) Разрушающая электромеханическая нагрузка 60 кН;
- 2) Строительная высота 130 мм;
- 3) Диаметр тарелки 255;
- 4) Диаметр стержня 16 мм;
- 5) Длина пути утечки 295мм.

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура. Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

- 1) зажимы, которые служат для закрепления проводов и тросов;
- 2) сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- 3) соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;
- 4) Защитная арматура (кольца), предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [15].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [15].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности.

На рассматриваемом участке применяется цепная арматура для провода типов КГП-12-1, СК-12-1, ПТМ-12-2, ПРР-12-1, ПГН-5-3, У1-12-16 и для троса типов КГП-7-1, СК-7-1, У1-7-16, ПГ-1-11. Так же применяется соединительная арматура для провода типов САС-330-1 и НАС-330-1. Защитная арматура для провода типа ГВН-16-5 и для троса РРВ и РРН.

Защита от перенапряжений и заземление.

Для защиты от перенапряжений применяется молниезащитный рос марки С-70 с защитным углом 28° . На промежуточных опорах искровой промежуток 40 мм, а на анкерных опорах 120 мм.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается так, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [15].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [15].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и

кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [15].

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети

Выбор устройств РЗА производится непосредственно на подстанции Магдагачи, а именно устройство защиты силового автотрансформатора, а также на ЛЭП, от которых подстанция запитана.

Для силовых автотрансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения и ненормальных режимов работы [15]:

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

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

Релейная защита силового автотрансформатора включает в себя: продольную дифференциальную защиту, газовую защиту, защиту от перегрузки, максимальную токовую защиту [30].

Выбор терминала защит производится для одного силового трансформатора, для второго аналогичный набор защит. Для защиты принято устройство на базе микропроцессорного терминала Сириус-Т.

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты автотрансформатора с высшим напряжением до 220 кВ [30].

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)). Помимо этого предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

Недостаток данного способа компенсации является невозможность работы в некоторых режимах, например, при отсутствии токов нагрузки. Поэтому в устройстве для ступеней защит (ДЗТ-1 и ДЗТ-2), использующих дифференциальный ток.

Устройство также имеет функции МТЗ, резервирующей РЗА отходящих присоединений по стороне НН. В графической части ВКР показана схема подключения терминала к защищаемому автотрансформатору.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, повышенные нагревы внутри бака трансформатора ведут к разложению масла и органической изоляции.

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

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении

потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Достоинства газовой защиты:

- высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака;
- сравнительно небольшое время срабатывания;
- простота выполнения;
- способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями, а также защита может подействовать ложно при различных ситуациях, её нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Максимальная токовая защита является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. МТЗ должна иметь выдержку времени (по условиям селективности) и не может быть быстродействующей.

Для ЛЭП в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [15].

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, чаще всего, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых

защит тока и напряжения, и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Преимущества современных устройств релейной защиты и автоматики:

1 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;

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

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

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.

Выбор устройств защит линий произведен для ВЛ 220 кВ Сковородино – Магдагачи. Для выполнения функций линейных защит принимаются к установке терминалы Сириус-3-ЛВ-03. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-ЛВ-03» предназначено для защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью.

Устройство включает в себя следующие защиты:

- четырехступенчатая дистанционная защита с независимой выдержкой времени от междуфазных коротких замыканий: 1-я ступень ДЗ дополнительно контролирует КЗ на землю; 4-я ступень ДЗ имеет возможность действия как в прямом, так и в обратном направлении; ДЗ имеет независимый орган направления мощности, что обеспечивает возможность перевода быстродействующих ступеней в ненаправленный режим; имеется блокировка при неисправностях в цепях переменного напряжения;

- пятиступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности с независимой выдержкой времени от коротких замыканий на землю: имеет орган направления мощности нулевой последовательности (двустороннего действия); предусмотрена возможность задания для каждой ступени направления действия, либо выполнение ее без направленности;

- трехфазная ненаправленная токовая отсечка с возможностью задания режима работы.

8.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС

Приводится расчет параметров срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора и резервных защит (МТЗ, ЗП).

Расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т». Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Для определения номинальных данных трансформаторов тока, необходимо также знать тип ТТ.

Автотрансформаторы и трансформаторы тока были выбраны в пунктах 3.6, 6.6. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока принимаются исходя из номинальных токов по сторонам силового трансформатора (ближайшее большее значение).

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{\text{ном}}$ отсечка отстроена от бросков тока

намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} \quad (85)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{НБ}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ} = 0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

Принимается уставка - 8.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

Базовая уставка $I_{\partial 1} / I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимается базовая уставка $I_{\partial 1} / I_{НОМ} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ}, \quad (86)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2 – доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

$$I_{НЬ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{СКВ} = 0,4 I_{СКВ}$$

Дифференциальный ток:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} \cdot I_{НЬ.РАСЧ}, \quad (87)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равный 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,4 \cdot I_{СКВ} = 0,52 \cdot I_{СКВ},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5 \left(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ} \right) \quad (88)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 \cdot k_{ОТС} \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (89)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,8 = 65$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (90)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \cdot \frac{100}{65} = 0,46,$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15%. $I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15$.

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} \quad (91)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка

нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок: $I_{01}/I_{НОМ} = 0,1$; $T=10$ с.

Далее покажем расчет МТЗ ВН силового трансформатора.

Отстройка от максимального рабочего тока:

$$I_{сз.МТЗ.ВН} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном.транс.ВН} \quad (92)$$

$$I_{сз.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{1,25} \cdot 165,3 = 151,16 \text{ А}$$

Расчет представлен в приложении Е.

8.3 Релейная защита ЛЭП

В качестве защиты от междуфазных замыканий применяется ДЗ. В качестве примера показан расчет ДЗ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сквородино со стороны ПС Магдагачи. Расчет с противоположной стороны аналогичен. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по релейной защите.

В качестве исходных данных принимаются величины сопротивлений силовых трансформаторов и линий, будут представлены в разделе 10.3.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (93)$$

где $Z_{л}$ - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot 46,57 = 39,58 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot (Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}}) \quad (94)$$

где $Z_{л.}$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

Z_m – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot (46,57 + \frac{165,046}{8,89}) = 55,36 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (95)$$

где $Z_{л.}$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$ – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, о.е.

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot 46,57 + \frac{0,66}{0,252} \cdot 11,55 = 69,79 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5\text{с}$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.с.м}^I + \Delta t \quad (96)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч}^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{л}} \quad (97)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{55,36}{46,57} = 1,19$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [15]:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\varphi_l - \varphi_{раб})} \quad (98)$$

где $U_{мин}$ – минимальное значение напряжения сети ($0,9U_{ном}$), В;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска;

k_n – коэффициент надежности;

k_g – коэффициент возврата реле;

φ_l – угол линии, °;

$\varphi_{раб}$ – угол нагрузки, °.

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 587 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot \cos(78 - 30)} = 188,22 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (99)$$

где $t_{с.з.см}^{II}$ – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{кач}$ – время периода качаний (0,2 с);

Δt – степень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} \quad (100)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{188,22}{58,12} = 3,24$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов Сириус.

$$X_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}} \cdot (1 + \sin \varphi_{\text{мч}})}{2} \quad (101)$$

$$R_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}}}{2 \cdot \sin \varphi_{\text{мч}}} \quad (102)$$

где $Z_{\text{уст}}$ - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{\text{мч}}$ - угол максимальной чувствительности линии.

Пример для 1 ступени ДЗ:

$$X_{\text{уст}} = \frac{39,58 \cdot (1 + \sin(1,352))}{2} = 39,1 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}}}{2 \cdot \sin \varphi_{\text{мч}}} = \frac{39,58}{2 \cdot \sin(1,352)} = 20,28 \text{ Ом}$$

Таблица 29 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Магдагачи

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное

Продолжение таблицы 29

Наименование величины	Значение
-----------------------	----------

	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ст, Ом	39,1	2,13
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	20,28	1,1
Наклон характеристики I ст, °	77,5	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	54,7	2,98
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	28,36	1,55
Наклон характеристики II ступени, °	77,5	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	185,97	10,14
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	96,41	5,26
Наклон характеристики III ступени, °	77,5	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтралы трансформаторов. Исходные данные токов короткого замыкания представлены в разделе 4.

Расчет ТЗНП ВЛ 220 кВ Магдагачи - Сквородино со стороны ПС Магдагачи. Расчет с противоположной стороны аналогичен.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (103)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$ - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз}^I = 1,3 \cdot 5750 = 7475 \text{ A}$$

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (104)$$

$$t_{сз}^I = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I \quad (105)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I'_{0.сз.пред}$ - ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I''_{0.сз} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 3900 = 2535 \text{ A}$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t''_{сз} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (106)$$

где $t_{УРОВ}$ - время работы УРОВ смежной ПС. Время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t''_{сз} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I'''_{сз} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (107)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{БТН}$ – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ($6-7 \cdot I_{НОМ}$), А.

$$I_{сз}^{III} = 1,1 \cdot 629,84 = 692,82 \text{ А}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (108)$$

$$t_{сз}^{III} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} \quad (109)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{2875,2}{692,82} = 4,15 > 1,2$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.тр} \quad (110)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{кз.тр}$ – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{IV} = 0,1 \cdot 1050 = 105 \text{ А}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми степенями защит.

$$t_{сз}^{IV} = t_{созл} + \Delta t \quad (111)$$

$$t_{сз}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с}$$

Таблица 30 – Результаты расчета ТЗНП и МТО на ПС Магдагачи

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	3	4
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	7475	93,44
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	2535	31,69
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	692,82	8,66
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	105	1,3
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	

Продолжение таблицы 30

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	3107	38,84

Расчет МТО ВЛ 220 кВ Магдагачи - Сквородино.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (112)$$

где $I_{кз}$ – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 2390 = 3107 \text{ А}$$

Подробный расчет приведен в приложении Е. Эффективность МТО представлен на рисунке 9.

Результаты оценки эффективности МФТО
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сквородино

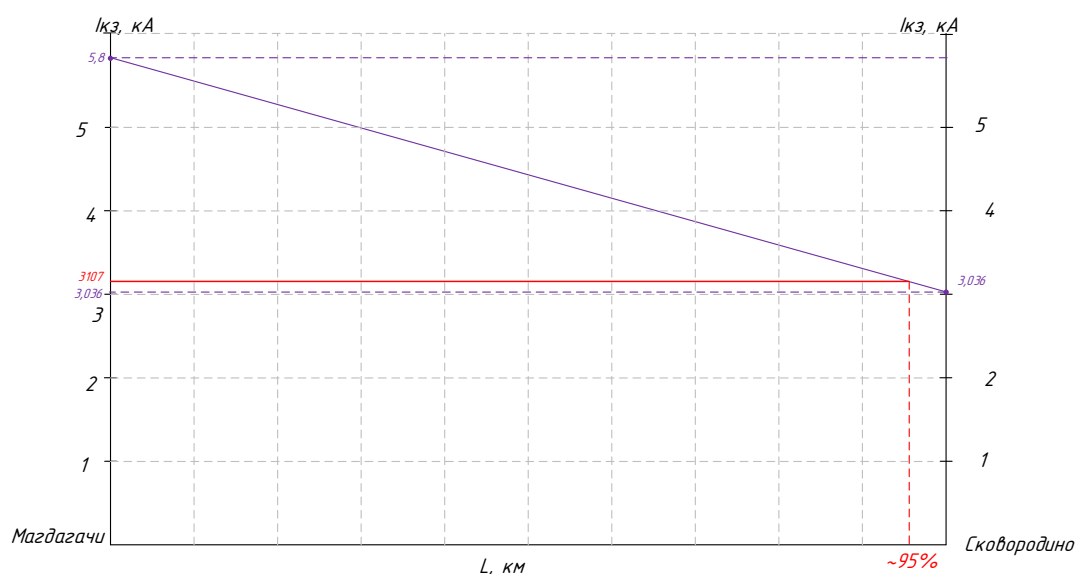


Рисунок 9 – Результат эффективности МФТО

Применение МТО на защищаемой ЛЭП целесообразно, так как обеспечивается чувствительность выше 20% защищаемой зоны, которая составляет 95 %.

8.4 Автоматика

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети. В рамках курсового проекта описано действие устройств АПВ, АВР [2].

Устройство АПВ.

Устройства АПВ на ПС Магдагачи предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей и транзитных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Согласно [15] устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

На ПС Магдагачи применяется устройство трёхфазного АПВ. Устройства ТАПВ должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты. Применяются устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (если это допустимо по условиям работы выключателя).

Устройство АВР.

- АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

- АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

- АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания.

- АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

9.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

В данном пункте выпускной квалификационной работы описывается эквивалент электрической сети, принятый для расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов.

Эквивалент сети был представлен на рисунке 1. В него входят подстанции из реконструируемого участка: Сковородино, Магдагачи, а также добавленные в эквивалент станции и подстанции для более подробного рассмотрения и анализа режима: Светлая, Энергия, Зейская ГЭС, Магдагачи, Гонжа/т, Талдан/т, Ульручы/т, Сковородино, Сковородино/т, БАМ/т, Уруша/т, Большая Омутная/т, Ерофей Павлович/т, Аячи/т, Чичатка, Амазар, Семиозёрный, Могоча, НПС-20, Тында, НПС-19, Нерюнгринская ГРЭС.

В качестве источников питания приняты Нерюнгринская ГРЭС, Зейская ГЭС.

9.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режимов выбран программно-вычислительный комплекс RastrWin3. Он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосеть проект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [20].

Возможности данной программы:

1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети) [20];

- 2) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности ;
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость ;
- 4) эквивалентирование электрических сетей;
- 5) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- 6) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- 7) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- 8) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- 9) расчет сетевых коэффициентов.

9.3 Подготовка исходных данных для расчета

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимы рассчитанные параметры линий и трансформаторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (113)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивные сопротивления линий и трансформаторов рассчитаны в 5 разделе.

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (114)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находятся по формулам ($K_{TB} = 1$):

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (115)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (116)$$

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

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (117)$$

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

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (118)$$

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

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потребления реактивной

мощности. Все рассчитанные параметры для расчета режимов представлены в приложении 3 и сведены в таблицы исходных данных для задания в ПК RastrWin3.

Таблица 31 – Исходные данные линий

Участок сети	Реактивное сопротивление (X), Ом	Активное сопротивление (R), Ом	Активная проводимость (B), мкСМ
ЗГЭС - Магдагачи	10,1	56,07	360,4
Магдагачи – Гонжа/т	3,52	15,42	94,9
Гонжа/т – Отпайка Талдан/т	4,47	19,56	120,4
Отпайка Талдан/т 1 - Талдан/т	0,03	0,15	0,90
Магдагачи – Отпайка Талдан/т	9,40	33,80	202,00
Отпайка Талдан/т 2 - Талдан/т	0,04	0,17	1,1
Отпайка Талдан/т 1 - Сковородино	6,79	29,73	183,00
Отпайка Талдан/т 2 - Ульручьи/т	5,76	20,71	123,80
Ульручьи/т – Сковородино	3,12	11,22	67,10
Сковородино – Сковородино/т	0,52	2,27	14,00
Сковородино – БАМ/т	2,54	11,11	68,40

Участок сети	Реактивное сопротивление (X), Ом	Активное сопротивление (R), Ом	Активная проводимость (B), мкСМ
БАМ/т – Б. Омутная/т	10,27	44,96	276,7
Б. Омутная/т – Ерофей Павлович/т	2,36	10,34	63,6
Сковородино - Уруша/т	7,41	32,43	199,6
Уруша/т - Ерофей Павлович/т	6,33	27,71	170,50
Ерофей Павлович/т – Аячи/т	2,60	11,37	70,00
Аячи/т - Амазар	7,08	30,97	190,6
Амазар - Могоча	8,37	36,62	225,40
Ерофей Павлович/т - Чичатка	5,17	22,61	139,1
Чичатка - Семиозёрный	8,55	37,44	230,4
Семиозёрный - Могоча	4,32	18,89	116,3
Сковородино - Тында	15,38	67,31	414,20
	15,22	66,62	410,00

Продолжение таблицы 31

Участок сети	Реактивное сопротивление (X), Ом	Активное сопротивление (R), Ом	Активная проводимость (B), мкСм
Тында – НПС-20	2,35	8,46	50,50
Тында – Отпайка НПС-19 1,2	17,64	77,22	475,2
	17,64	77,22	475,2
Отпайка НПС-19 1,2 – НПС-19	0,98	3,52	21,10
	0,98	3,52	21,10
Отпайка НПС-19 1,2 - НГРЭС	0,39	1,72	10,6
	0,39	1,72	10,6
Магдагачи - Сковородино	15,18	66,45	408,9
ЗГЭС – Отпайка Энергия 1,2	0,34	1,50	9,20
Отпайка Энергия 1,2 - Энергия	0,21	0,92	5,7
Отпайка Энергия 1,2 – Светлая	0,83	2,98	17,80

Таблица 32 – Исходные данные трансформаторов

Наименование станции или подстанции	X _{ВН} , Ом	X _{СН} , Ом	X _{НН} , Ом	R _{ВН} , Ом	R _{СН} , Ом	R _{НН} , Ом	G _T , мкСм	B _T , мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Магдагачи								
ТДТН-25000/220	275	0	148	5,7	5,7	5,7	0,95	5,67
ТДТНЖ-40000/220	165	0	125	3,9	3,9	3,9	1,21	8,11

Продолжение таблицы 32

Наименование станции или подстанции	X _{ВН} , Ом	X _{СН} , Ом	X _{НН} , Ом	R _{ВН} , Ом	R _{СН} , Ом	R _{НН} , Ом	G _т , мкСм	B _т , мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Сковородино АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6	1,4	1,4	2,8	0,85	5,95
ПС Тында АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6	1,4	1,4	2,8	0,85	5,95
ПС НПС-19 ТРДН-40000/220	158,7	-	-	5,6	-	-	1,04	8,32
ПС Светлая АТДЦТН-63000/220	104	0	195.6	1,4	1,4	2,8	0,85	5,95
ТДТН-25000/220	275	0	148	5,7	5,7	5,7	0,95	5,67
ПС Энергия ТДТНЖ-40000/220	165	0	125	3,9	3,9	3,9	1,21	8,11
ПС Гонжа/т ТДТНЖ-40000/220	165	0	125	3,9	3,9	3,9	1,21	8,11
Зейская ГЭС ТЦ-250000/220	0,6	-	-	25,7	-	-	1,45	9,4
Нерюнгринская ГРЭС ТДЦ-250000/220	0,6	-	-	25,7	-	-	1,45	9,4

Все остальные тяговые ПС с такими же исходными данными трансформаторов, как и на ПС Гонжа/т.

Исходные данные для нагрузок взяты из таблицы 9 и 10. Расчет максимального режима производится по максимальным нагрузкам зимнего режима, а минимального режима по минимальным нагрузкам осенне-зимнего режима.

9.4 Расчет максимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ максимального режима после реконструкции электрической сети.

Для начала нужно определить правильно ли выбран эквивалент сети. Для этого сравниваются токи в начале линии при расчёте по первым нагрузками и при спрогнозированных нагрузках, если этот ток не отличается на 10%, то эквивалент сети верный. В таблице 33 представлены токи в начале линий для двух вариантов расчета.

Таблица 33 – Токи в линиях

Наименование линии	Ток в день контрольного замера, А	Рассчитанный ток в ПВК RastrWin3, А
1	2	3
ЗГЭС – ПС Магдагачи	301	323
ЗГЭС – ПС Светлая 1 цепь с отпайкой на ПС Энергия	220,40	229
ЗГЭС – ПС Светлая 2 цепь с отпайкой на ПС Энергия	223,44	227
ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т	290	261
ПС Магдагачи – ПС Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	233	210
ПС Гонжа/т – ПС Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	276	249
ПС Ульручы/т – ПС Сковородино	230	207
ПС Сковородино – ПС Сковородино/т 1 цепь	42	45
ПС Сковородино – ПС Сковородино/т 2 цепь	41	44
ПС Сковородино – ПС БАМ/т	163	172

Наименование линии	Ток в день контрольного замера, А	Рассчитанный ток в ПВК RastrWin3, А
1	2	3
ПС Сквородино – ПС Уруша/т	151	153
ПС Сквородино – ПС Тында 1 цепь	119	128
ПС Сквородино – ПС Тында 2 цепь	89	94
ПС Тында – ПС НПС- 20 1 цепь	24,06	25
ПС Тында – ПС НПС- 20 2 цепь	47,96	49
ПС Тында – НГРЭС 1 цепь	86,80	93
ПС Тында – НГРЭС 2 цепь	91,41	97

Эквивалент выбран верно, так как разница токов для каждой линии не превышает 10%.

При расчете максимального режима регулирование напряжение производится с помощью установленных РПН. Расчетные значения напряжений в узлах сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ЗГЭС	220	224,58	2,08
Магдагачи ВН	220	220,97	0,44
Магдагачи СН	35	36,30	3,71
Магдагачи НН	10	10,66	6,60

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Гонжа/т ВН	220	221,46	0,66
Ульручы/т ВН	220	222,43	1,10
Отп Талдан/т 1	220	223,95	1,80
Отп Талдан/т 2	220	223,95	1,80
Талдан/т ВН	220	223,94	1,79
Сковородино ВН	220	230	4,55
Сковородино СН	110	113,35	3,05
Сковородино/т ВН	220	223,12	1,42
БАМ/т ВН	220	223,86	1,75
Уруша/т ВН	220	221,58	0,72
Б.Омутная/т ВН	220	220,86	0,39
Ерофей Павлович/т ВН	220	222,14	0,97
Аячи/т ВН	220	220,78	0,35
Чичатка ВН	220	221,13	0,51
Амазар ВН	220	222,62	1,19
Семиозёрный ВН	220	221,03	0,47
Могоча ВН	220	223,01	1,37
Тында ВН	220	230	4,55
Тында СН	110	111,23	1,12
НПС-20 ВН	220	222,93	1,33
Отп НПС-19 1	220	221,58	0,72
Отп НПС-19 2	220	221,59	0,72
НПС-19 ВН	220	221,46	0,66

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
НПС-19 НН	10	10,6	6,00
НГРЭС	220	224,23	1,92
Отп Энергия 1	220	220,54	0,25
Отп Энергия 2	220	220,54	0,25
Энергия ВН	220	220,51	0,23
Энергия СН	35	36,30	3,71
Энергия НН	6	6,50	8,33
Светлая ВН	220	220,32	0,15
Светлая СН	110	111,23	1,12
Светлая НН 1	35	35,90	2,57
Светлая НН 2	10	10,6	6,00

Напряжения на шинах СН и НН не выходят за пределы 10% от номинального напряжения [7]. Номинальное напряжение сети 220 кВ не превышает наибольшего напряжения.

В таблице 35 представлена токовая загрузка линий и сравнение тока с длительно допустимым.

Таблица 35 – Токовая загрузка линий.

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЗГЭС - Магдагачи ВН	323	321	825	36,3

Продолжение таблицы 35

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустим ый ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Магдагачи ВН - Гонжа/т ВН	261	260	710	36,7
Гонжа/т ВН – Отп Талдан/т 1	124	122	710	17,4
Отп Талдан/т 1 - Талдан/т 3 ВН	61	60	710	8,6
Магдагачи ВН - Отп Талдан/т 2	106	105	605	17,5
Отп Талдан/т 2 - Талдан/т 3 ВН	54	52	710	8,5
Отп Талдан/т 1 - Сквородино ВН	125	121	710	17,4
Отп Талдан/т 2 - Ульручьи/т ВН	104	102	605	17,5
Ульручьи/т ВН - Сквородино ВН	207	205	605	34,2
Сквородино ВН - Сквородино/т ВН	67	65	710	11,4
Сквородино ВН - Сквородино/т ВН	67	65	710	11,4
Сквородино ВН - БАМ/т ВН	172	169	710	24,2
БАМ/т ВН - Б.Омутная/т ВН	227	222	710	31,9
Б.Омутная/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	151	149	710	23,3
Сквородино ВН - Уруша/т ВН	153	148	710	23,6
Уруша/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	208	201	710	26,6
Ерофей Павлович/т ВН - Аячи/т ВН	158	156	710	24,3
Аячи/т ВН - Амазар ВН	96	95	710	13,7
Амазар ВН - Могоча ВН	66	65	710	12,6
Ерофей Павлович/т ВН - Чичатка ВН	133	134	710	16,3
Чичатка ВН - Семиозёрный ВН	89	88	710	12,5
Семиозёрный ВН - Могоча ВН	21	19	710	2,7
Сквородино ВН - Тында ВН	128	118	710	16,9

Продолжение таблицы 35

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустим ый ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Сковородино ВН - Тында ВН	94	93	710	16,2
Тында ВН - НПС-20 ВН	48	47	605	7,3
Тында ВН - НПС-20 ВН	49	47	605	7,3
Тында ВН – Отп НПС-19 1	47	43	710	5,9
Тында ВН – Отп НПС-19 2	49	46	710	5,9
Отп НПС-19 1 - НПС-19 ВН	24	22	605	3,3
Отп НПС-19 2- НПС-19 ВН	23	22	605	3,3
Отп НПС-19 1 - НГРЭС	56	55	710	8,4
Отп НПС-19 2 - НГРЭС	56	55	710	8,4
Магдагачи ВН - Сковородино ВН	68	67	710	9,9
ЗГЭС - Отп Энергия 1	114	111	710	15,6
ЗГЭС - Отп Энергия 2	112	110	710	15,6
Отп Энергия 1 - Энергия ВН	123	121	710	15,5
Отп Энергия 2 - Энергия ВН	123	121	710	15,5
Отп Энергия 1 - Светлая ВН	115	112	605	19,4
Отп Энергия 2 - Светлая ВН	115	112	605	19,4

При рассмотрении максимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току, протекающему по ним. Самая загруженная линия – это ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т, она загружена на 36,7 %. Отключение этой линии в максимальном режиме будет рассмотрено, как один из аварийных режимов.

Графическое представление расчета максимального режима с потоками мощности представлено на листе 6 графической части выпускной квалификационной работы.

9.5 Расчет минимального режима и его анализ

В этом пункте производится расчет и анализ минимального режима после реконструкции электрической сети. Графическое представление расчета минимального режима с потоками мощности представлено на листе 7 графической части выпускной квалификационной работы.

Таблица 36 – Напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ЗГЭС	220	224,36	1,98
Магдагачи ВН	220	223,94	1,79
Магдагачи СН	35	36,30	3,71
Магдагачи НН	10	10,66	6,60
Гонжа/т ВН	220	222,43	1,10
Ульручьи/т ВН	220	223,12	1,42
Отп Талдан/т 1	220	221,58	0,72
Отп Талдан/т 2	220	221,59	0,72
Талдан/т ВН	220	223,86	1,75
Сковородино ВН	220	230	4,55
Сковородино СН	110	112,43	2,21
Сковородино/т ВН	220	229,75	4,43
БАМ/т ВН	220	223,01	1,37
Уруша/т ВН	220	221,03	0,47
Б.Омутная/т ВН	220	222,14	0,97

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Ерофей Павлович/т ВН	220	220,54	0,25
Аячи/т ВН	220	220,32	0,15
Чичатка ВН	220	222,62	1,19
Амазар ВН	220	220,78	0,35
Семиозёрный ВН	220	223,94	1,79
Могоча ВН	220	221,46	0,66
Ерофей Павлович/т ВН	220	220,54	0,25
Аячи/т ВН	220	220,32	0,15
Чичатка ВН	220	222,62	1,19
Амазар ВН	220	220,78	0,35
Семиозёрный ВН	220	223,94	1,79
Могоча ВН	220	221,46	0,66
Тында ВН	220	230	4,55
Тында СН	110	118,29	7,54
НПС-20 ВН	220	220,32	0,15
Отп НПС-19 1	220	220,54	0,25
Отп НПС-19 2	220	220,54	0,25
НПС-19 ВН	220	221,03	0,47
НПС-19 НН	10	10,60	6,00
НГРЭС	220	221,77	0,81
Отп Энергия 1	220	221,58	0,72
Отп Энергия 2	220	221,58	0,72
Энергия ВН	220	220,54	0,25

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Энергия СН	35	35,90	2,57
Энергия НН	6	6,50	8,33
Светлая ВН	220	222,62	1,19
Светлая СН	110	111,23	1,12
Светлая НН 1	35	36,30	3,71
Светлая НН 2	10	10,60	6,00

Напряжения на шинах ВН, СН и НН не выходят за пределы 10% от номинального напряжения [7]. Номинальное напряжение сети 220 кВ не превышает наибольшего напряжения.

В таблице 37 представлена токовая загрузка линий и сравнение тока с длительно допустимым.

Таблица 37 – Токовая загрузка линий.

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимый ток, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЗГЭС - Магдагачи ВН	301	300	825	32,1
Магдагачи ВН - Гонжа/т ВН	230	229	710	32,4
Гонжа/т ВН – Отп Талдан/т 1	113	110	710	15,9
Отп Талдан/т 1 - Талдан/т 3 ВН	40	38	710	5,6
Магдагачи ВН - Отп Талдан/т 2	97	95	605	16,0

Продолжение таблицы 37

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Отп Талдан/т 2 - Талдан/т 3 ВН	38	37	710	5,4
Отп Талдан/т 1 - Сквородино ВН	109	107	710	15,4
Отп Талдан/т 2 - Ульручы/т ВН	93	92	605	15,4
Ульручы/т ВН - Сквородино ВН	191	190	605	31,6
Сквородино ВН - Сквородино/т ВН	29	27	710	3,4
Сквородино ВН - Сквородино/т ВН	29	27	710	3,4
Сквородино ВН - БАМ/т ВН	168	167	710	26,1
БАМ/т ВН - Б.Омутная/т ВН	224	221	710	31,6
Б.Омутная/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	149	145	710	20,1
Сквородино ВН - Уруша/т ВН	145	144	710	19,4
Уруша/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	197	195	710	25,1
Ерофей Павлович/т ВН - Аячи/т ВН	138	136	710	19,0
Аячи/т ВН - Амазар ВН	94	97	710	12,5
Амазар ВН - Могоча ВН	65	67	710	11,4
Ерофей Павлович/т ВН - Чичатка ВН	123	122	710	16,8
Чичатка ВН - Семиозёрный ВН	79	77	710	11,9
Семиозёрный ВН - Могоча ВН	19	19	710	2,6
Сквородино ВН - Тында ВН	121	117	710	16,4
Сквородино ВН - Тында ВН	87	81	710	15,8
Тында ВН - НПС-20 ВН	35	31	605	4,4
Тында ВН - НПС-20 ВН	35	31	605	4,4
Тында ВН – Отп НПС-19 1	42	39	710	5,4

Продолжение таблицы 37

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Тында ВН – Отп НПС-19 2	43	39	710	5,4
Отп НПС-19 1 - НПС-19 ВН	18	14	605	3,1
Отп НПС-19 2- НПС-19 ВН	18	14	605	3,1
Отп НПС-19 1 - НГРЭС	46	41	710	8,0
Отп НПС-19 2 - НГРЭС	46	41	710	8,0
Магдагачи ВН - Сковородино ВН	58	58	710	8,2
ЗГЭС - Отп Энергия 1	107	107	710	15,4
ЗГЭС - Отп Энергия 2	107	107	710	15,4
Отп Энергия 1 - Энергия ВН	101	100	710	14,8
Отп Энергия 2 - Энергия ВН	101	101	710	14,8
Отп Энергия 1 - Светлая ВН	74	73	605	11,7
Отп Энергия 2 - Светлая ВН	74	73	605	11,7

При рассмотрении минимального режима не наблюдается линий, которые перегружены по току, протекающему по ним. Самая загруженная линия – это ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т, она загружена на 32,4 %.

9.6 Расчет послеаварийных режимов и их анализ

На всём рассматриваемом участке возможны различные варианты послеаварийных режимов. Возможны послеаварийные режимы, связанные с отключением ЛЭП, чаще всего это ЛЭП на головных участках. В данной ВКР для моделирования первого послеаварийного режима будет отключена ЛЭП на головном участке – это линия Зейская ГЭС – Отп ПС Энергия и проверены токовые загрузки ЛЭП и напряжения на шинах подстанций и станций.

При отключении линии, напряжение в узлах изменилось в допустимых пределах, а токовая нагрузка на некоторых участках увеличилась. В частности, на участке ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т, линия достигла максимального значения и возросла до 38,0 %.

Таблица 38 – Напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ЗГЭС	220	224,96	2,25
Магдагачи ВН	220	224,45	2,02
Магдагачи СН	35	37,30	6,57
Магдагачи НН	10	10,15	1,55
Гонжа/т ВН	220	222,65	1,20
Ульручы/т ВН	220	224,50	2,05
Отп Талдан/т 1	220	220,18	0,08
Отп Талдан/т 2	220	220,18	0,08
Талдан/т ВН	220	220,16	0,07
Сковородино ВН	220	230	4,55
Сковородино СН	110	111,97	1,79
Сковородино/т ВН	220	229,75	4,43
БАМ/т ВН	220	220,75	0,34
Уруша/т ВН	220	222,69	1,22
Б.Омутная/т ВН	220	223,05	1,39
Ерофей Павлович/т ВН	220	220,48	0,22
Аячи/т ВН	220	221,96	0,89

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Ерофей Павлович/т ВН	220	220,48	0,22
Аячи/т ВН	220	221,96	0,89
Чичатка ВН	220	222,45	1,11
Амазар ВН	220	220,54	0,25
Семиозёрный ВН	220	223,28	1,49
Могоча ВН	220	221,45	0,66
Тында ВН	220	230	4,55
Тында СН	110	110,96	0,87
НПС-20 ВН	220	220,35	0,16
Отп НПС-19 1	220	221,44	0,65
Отп НПС-19 2	220	221,44	0,65
НПС-19 ВН	220	221,59	0,72
НПС-19 НН	10	10,70	7
НГРЭС	220	221,48	0,67
Отп Энергия 1	220	225,70	2,59
Отп Энергия 2	220	225,50	2,50
Энергия ВН	220	225,55	2,52
Энергия СН	35	35,35	1,00
Энергия НН	6	6,02	0,41
Светлая ВН	220	225,40	2,45
Светлая СН	110	111,30	1,19
Светлая НН 1	35	35,53	1,51

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Светлая НН 2	10	10,05	0,50

Таблица 39 – Токовая загрузка линий в послеаварийном режиме

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
ЗГЭС - Магдагачи ВН	331	330	825	37,8
Магдагачи ВН - Гонжа/т ВН	270	269	710	38,0
Гонжа/т ВН – Отп Талдан/т 1	132	131	710	18,6
Отп Талдан/т 1 - Талдан/т 3 ВН	69	68	710	9,7
Магдагачи ВН - Отп Талдан/т 2	120	119	605	19,8
Отп Талдан/т 2 - Талдан/т 3 ВН	63	61	710	8,9
Отп Талдан/т 1 - Сковородино ВН	135	134	710	19,0
Отп Талдан/т 2 - Ульручьи/т ВН	149	145	605	24,6
Ульручьи/т ВН - Сковородино ВН	218	217	605	36,0
Сковородино ВН - Сковородино/т ВН	95	92	710	13,4
Сковородино ВН - Сковородино/т ВН	95	92	710	13,4
Сковородино ВН - БАМ/т ВН	181	180	710	25,5
БАМ/т ВН - Б.Омутная/т ВН	240	238	710	33,8
Б.Омутная/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	177	175	710	24,9

Продолжение таблицы 39

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Сковородино ВН - Уруша/т ВН	177	176	710	24,9
Уруша/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	228	225	710	27,6
Ерофей Павлович/т ВН - Аячи/т ВН	178	175	710	25,0
Аячи/т ВН - Амазар ВН	104	103	710	14,6
Амазар ВН - Могоча ВН	81	80	710	12,5
Ерофей Павлович/т ВН - Чичатка ВН	143	141	710	17,1
Чичатка ВН - Семиозёрный ВН	109	107	710	15,1
Семиозёрный ВН - Могоча ВН	36	35	710	3,5
Сковородино ВН - Тында ВН	135	131	710	17,3
Сковородино ВН - Тында ВН	105	102	710	16,9
Тында ВН - НПС-20 ВН	55	53	605	9,0
Тында ВН - НПС-20 ВН	55	53	605	9,0
Тында ВН – Отп НПС-19 1	52	51	710	6,2
Тында ВН – Отп НПС-19 2	52	51	710	6,2
Отп НПС-19 1 - НПС-19 ВН	32	28	605	3,6
Отп НПС-19 2- НПС-19 ВН	32	29	605	3,6
Отп НПС-19 1 - НГРЭС	75	71	710	10,5
Отп НПС-19 2 - НГРЭС	75	71	710	10,5
Магдагачи ВН - Сковородино ВН	78	77	710	10,6
ЗГЭС - Отп Энергия 1	123	120	710	18,4
ЗГЭС - Отп Энергия 2				
Отп Энергия 1 - Энергия ВН	138	135	710	16,4
Отп Энергия 2 - Энергия ВН	137	136	710	16,4

Продолжение таблицы 39

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Отп Энергия 1 - Светлая ВН	130	128	605	21,4
Отп Энергия 2 - Светлая ВН	130	129	605	21,4

Можно сделать вывод, что при отключении ЛЭП на головном участке, возможен дальнейший транзит полной мощности.

В качестве второго послеаварийного режима рассмотрен режим отключения самой загруженной ЛЭП – это ПС Магдагачи – ПС Гонжа/т.

Таблица 40 – Напряжения в узлах в аварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ЗГЭС	220	223,56	1,62
Магдагачи ВН	220	222,65	1,20
Магдагачи СН	35	35,35	1,00
Магдагачи НН	10	10,25	2,48
Гонжа/т ВН	220	220,54	0,25
Ульручы/т ВН	220	223,28	1,49
Отп Талдан/т 1	220	221,70	0,77
Отп Талдан/т 2	220	221,70	0,77
Талдан/т ВН	220	221,59	0,72
Сковородино ВН	220	230	4,55

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Сковородино СН	110	111,97	1,79
Сковородино/т ВН	220	225,55	2,52
БАМ/т ВН	220	220,75	0,34
Уруша/т ВН	220	222,69	1,22
Б.Омутная/т ВН	220	220,35	0,16
Ерофей Павлович/т ВН	220	229,75	4,43
Аячи/т ВН	220	220,75	0,34
Чичатка ВН	220	222,69	1,22
Амазар ВН	220	223,05	1,39
Семиозёрный ВН	220	220,48	0,22
Могоча ВН	220	223,28	1,49
Тында ВН	220	230	4,55
Тында СН	110	110,96	0,87
НПС-20 ВН	220	228,96	4,07
Отп НПС-19 1	220	221,41	0,64
Отп НПС-19 2	220	221,41	0,64
НПС-19 ВН	220	221,29	0,59
НПС-19 НН	220	10,64	6,40
НГРЭС	220	224,68	2,13
Отп Энергия 1	220	225,70	2,59
Отп Энергия 2	220	225,50	2,50

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
Энергия ВН	220	222,65	1,20
Энергия СН	35	35,53	1,52
Энергия НН	6	6,02	0,41
Светлая ВН	220	222,69	1,22
Светлая СН	110	111,30	1,19
Светлая НН 1	35	37,30	6,57
Светлая НН 2	10	10,05	0,50

Таблица 41 – Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая нагрузка , %
1	2	3	4	5
ЗГЭС - Магдагачи ВН	340	337	825	41,2
Магдагачи ВН - Гонжа/т ВН				
Гонжа/т ВН – Отп Талдан/т 1	134	133	710	18,7
Отп Талдан/т 1 - Талдан/т 3 ВН	70	69	710	9,7
Магдагачи ВН - Отп Талдан/т 2	122	121	605	19,9
Отп Талдан/т 2 - Талдан/т 3 ВН	65	64	710	9,0
Отп Талдан/т 1 - Сковородино ВН	137	135	710	19,1
Отп Талдан/т 2 - Ульручьи/т ВН	152	151	605	24,7
Ульручьи/т ВН - Сковородино ВН	220	219	605	36,1

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Сковородино ВН - Сковородино/т ВН	102	101	710	13,9
Сковородино ВН - Сковородино/т ВН	102	101	710	13,9
Сковородино ВН - БАМ/т ВН	198	196	710	26,8
БАМ/т ВН - Б.Омутная/т ВН	255	254	710	34,8
Б.Омутная/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	217	212	710	27,6
Сковородино ВН - Уруша/т ВН	205	204	710	26,9
Уруша/т ВН - Ерофей Павлович/т ВН	232	231	710	27,8
Ерофей Павлович/т ВН - Аячи/т ВН	158	156	710	22,8
Аячи/т ВН - Амазар ВН	94	97	710	13,1
Амазар ВН - Могоча ВН	65	67	710	11,2
Ерофей Павлович/т ВН - Чичатка ВН	153	151	710	18,1
Чичатка ВН - Семиозёрный ВН	115	113	710	15,5
Семиозёрный ВН - Могоча ВН	42	40	710	3,9
Сковородино ВН - Тында ВН	140	138	710	17,5
Сковородино ВН - Тында ВН	135	133	710	17,3
Тында ВН - НПС-20 ВН	62	61	605	9,5
Тында ВН - НПС-20 ВН	62	61	605	9,5
Тында ВН – Отп НПС-19 1	61	60	710	6,9
Тында ВН – Отп НПС-19 2	61	60	710	6,9
Отп НПС-19 1 - НПС-19 ВН	38	37	605	3,8
Отп НПС-19 2- НПС-19 ВН	38	37	605	3,8
Отп НПС-19 1 - НГРЭС	85	82	710	11,2

Наименование	Ток начала ветви, А	Ток конца ветви, А	Длительно допустимы й ток, А	Токовая загрузка , %
1	2	3	4	5
Отп НПС-19 2 - НГРЭС	85	83	710	11,2
Магдагачи ВН - Сковородино ВН	87	85	710	11,3
ЗГЭС - Отп Энергия 1	131	130	710	19,1
ЗГЭС - Отп Энергия 2	131	130	710	19,1
Отп Энергия 1 - Энергия ВН	139	138	710	16,4
Отп Энергия 2 - Энергия ВН	139	138	710	16,4
Отп Энергия 1 - Светлая ВН	137	136	605	16,3
Отп Энергия 2 - Светлая ВН	137	136	605	16,3

В результате расчёта второго послеаварийного режима все значения напряжений и токовой загрузки ЛЭП находятся в пределах нормы. Самой загруженной линией в этом режиме будет Зейская ГЭС – Магдагачи, что составило 41,2 %.

Графическое представление расчета послеаварийного первого и послеаварийного второго режимов с потоками мощности представлено на листах 8, и 9 графической части выпускной квалификационной работы.

10 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.

Потери электроэнергии — это индикатор состояния любой электроэнергетической системы или её объекта.

В данном разделе экономически рассчитывается прокладка ЛЭП 220 кВ от ПС Сквородино до ПС Магдагачи.

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект. [33].

Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум приведенных дисконтированных затрат [33]:

$$Z = E \cdot K + I \quad (119)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, назначение которого – приведение капитальных затрат к уровню ежегодных издержек [33]; $E = 0,08$ [33];

K – капитальные затраты в год;

I – издержки на эксплуатацию.

Расчеты капитальных вложений при отсутствии сметных данных могут приниматься по аналогам или укрупненным показателям стоимости линий и ПС с применением индексов пересчета на дату разработки проектных материалов [32].

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (120)$$

где $K_{ВЛ}$ — капитальные вложения на сооружение линий, руб.;

$K_{ПС}$ — капитальные вложения на сооружение подстанций, руб.

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

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{инф} \cdot k_з \quad (121)$$

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

$k_{инф}$ — коэффициент инфляции [37].

$k_з$ — повышающий зональный коэффициент.

Коэффициент инфляции относительно 2000 года составляет 4,28 [34]. Повышающий зональный коэффициент для Дальнего Востока составляет по воздушным линиям: 1,4; по подстанциям: 1,3 [33].

Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т.д. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети [34].

$$K_{ПС} = (K_{РУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_з, \quad (122)$$

где $K_{ТР}$ — стоимость трансформатора зависит от мощности и номинального напряжения;

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

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

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции.

Капитальные вложения:

$$K = 1258909 \text{ тыс.руб.}$$

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и потери на корону:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{кор}, \quad (123)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_M + Q_M}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 \cdot L, \quad (124)$$

где T_3, T_L – количество зимних и летних часов;

Потери на корону вычисляется по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W_{кор} = \Delta P_K \cdot L_{\Sigma}, \quad (125)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения.

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

Общие потери получились:

$$\Delta W_1 = 292200 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

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.

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

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (126)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 2,29руб./кВт·ч [32].

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (127)$$

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

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

$\alpha_{ПС}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС (0,049);

$\alpha_{ВЛ}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ (0,008).

$$I_{\Delta W} = 669200 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{экс}} = 16050 \text{ тыс.руб.}$$

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:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}} , \quad (128)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет).

$$I_{\text{АМ}} = 62945,5 \text{ тыс.руб.}$$

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

Затраты по формуле 119:

$$З = 249313,55 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчёт представлен в приложении Ж.

Раздел выпускной квалификационной работы показывает в течении какого времени осуществляется строительство проекта и сколько лет после запуска в эксплуатацию подстанции должно пройти для получения прибыли с разработанного проекта. По итогам расчета строится график чистого дисконтированного дохода.

Значения капитальных вложений в строительство ВЛЭП, ПС, расчета амортизационных отчислений, потерь в линиях, потерь на корону, потерь в трансформаторах, расчета эксплуатационных затрат взяты из расчета в 4 разделе выпускной квалификационной работы.

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (129)$$

где W – полезный расход электроэнергии за год;

I_{Σ} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{\text{max}} \quad (130)$$

где $\sum_{i=1}^n P_p$ – полезный расход электроэнергии за год;

T_{max} – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии [10].

$$W_{\text{год}} = 12,2 \cdot 8760 = 106872 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Определяется себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{748100}{106872} = 7 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Экономическая эффективность принятых проектных решений.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ОК.П}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ОК.П}}} (\Pi_{qt} - I_{AMt}) \quad (131)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (132)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E = 0,0825$, согласно [19].

ЧДД за первый год строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{1,5 \cdot (-1259000)}{(1 + 0,083)^1} = -5815 \text{ млн.руб.}$$

ЧДД за пятый год:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{7893 - 1425 - 1144}{(1 + 0,083)^4} = 3582 \text{ млн.руб.}$$

Расчёт представлен в приложении Ж.

Принимаются допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 3 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. График представлен на рисунке 10.

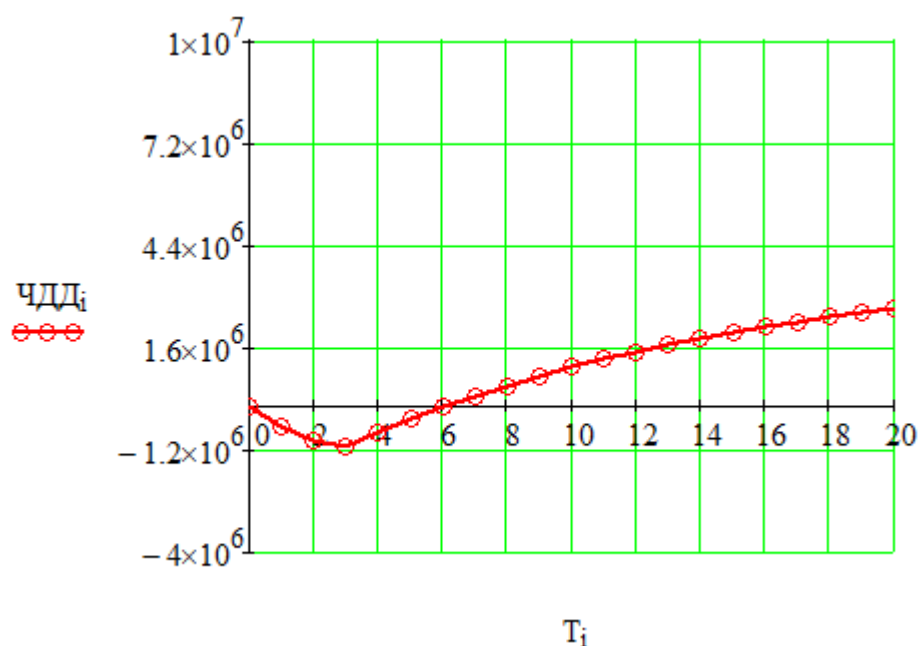


Рисунок 10 – График ЧДД

Так как проект окупается за 7 лет и значение чистого дисконтированного дохода принимает положительное значение, то проект реконструкции электрической сети может быть рекомендован к реализации.

Подробный расчет приведен в приложении Ж.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

11.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы.

При работе с электроустановками персонал должен иметь соответствующую профессиональную подготовку. Требования, предъявляемые при монтажных работах [13]:

1. Профессиональная подготовка работников, повышение его уровня подготовленности, проверка знаний, умений, навыков и инструктажи осуществляются согласно требованиям нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работы персонала [13];

2. Проверка здоровья работника должна проводиться до его принятия на работу. Совмещаемые профессии должны указываться в направлении на медицинский осмотр [13];

3. Электротехнический персонал должен осуществлять эксплуатацию электроустановок, поэтому перед допуском к самостоятельной работе, он должен быть обучен первой помощи пострадавшим от электрического тока.

4. Стажеры должны быть закреплены за опытным персоналом [13];

5. Персонал, занимающийся электромонтажными работами, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты согласно условиям работы на основании отраслевых норм [13];

6. Персонал, находящийся на строительном-монтажной площадке должен носить защитные каски. Без средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются [13].

Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий, подключаемых к подстанции Сковородино и Магдагачи.

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [26]:

1. Работа выполняется на большой высоте;

2. Работа требует постоянной проверки оборудования, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в цепях воздушных линий.

3. Работа, связанная с погодными условиями;

4. Электромонтажники находятся друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет проверку безопасности их труда;

5. Работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств.

Самым безопасным способом подъема рабочих на высоту является подъем с помощью автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, потому для безопасности работников на опорах необходимо строго выполнять все требования техники безопасности.

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ [26].

Если сила ветра 6 баллов и более, то выполнение монтажных работ на высоте запрещено.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Хвойная» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1. Вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2. При нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3. При снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному

осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4. Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Работники, которые обслуживают РУ, должны иметь схемы и указания по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Для предотвращения возможности ошибочных действий персонала, РУ 220 кВ подстанции должны быть оборудованы блокировкой, а она в свою очередь должна быть всегда опломбирована.

11.2 Экологичность

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

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.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если

известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 42.

Таблица 42 - Исходные данные

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Принудительная циркуляция масла и воздуха с ненаправленным потоком масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Решение.

1. В соответствии с [27], 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.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА [27].

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно [27]. 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.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 105 \text{ дБА. [27]}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, 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 11).

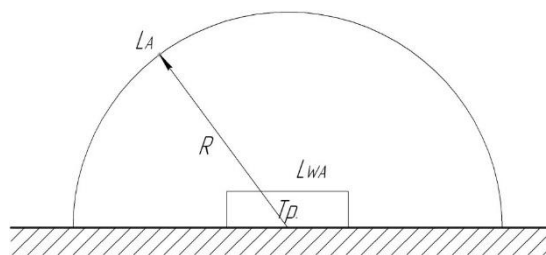


Рисунок 11 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (133)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

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:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (134)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 12. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

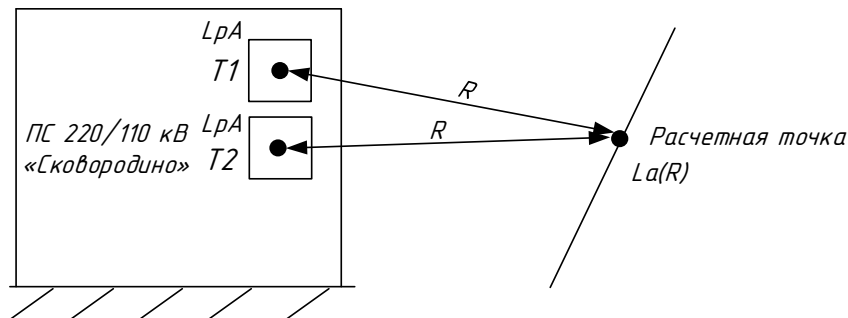


Рисунок 12 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (135)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (134) можно переписать в следующем виде

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (136)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (137)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(109,01-45)}}{2\pi}} = 563,66 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется

принцип «защита расстоянием», а $R_{min} = L_{сз}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В ходе решения задачи было найдено минимальное расстояние от источников шума на ПС (территории, непосредственно прилегающие к жилым домам), имеющей трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ) мощностью 63 МВА и номинальным напряжением 220 кВ. СЗЗ может быть принята равной $R_{min} = 563,66 м$.

11.3 Чрезвычайная ситуация.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты. Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов [22].

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым [22].

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 220 кВ «Сковородино».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях

устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками [22].

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети.

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [22].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения [4].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР были выполнены задачи, поставленные для реконструкции участка сети 220 кВ для обеспечения повышения запаса по пропускной способности, тем самым разгрузив этот участок сети, с учетом требуемых параметров качества и надежности электроснабжения.

Был определен наиболее оптимальный вариант подключения новой ЛЭП к электрической сети для разгрузки участка ПС Сковородино – ПС Магдагачи.

Был произведено прогнозирование электрических нагрузок и расчет токов короткого замыкания и на основании них было выбрано основное силовое и измерительное оборудование на ПС Магдагачи для новой ячейки ОРУ 220 кВ, которое соответствует климато-географическим условиям и обладает запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания.

В разделе молниезащиты были определены зоны защиты молниеотводов, представленные в графической части выпускной квалификационной работы. В следующем разделе были выбраны устройства релейной защиты и автоматики для линии и трансформатора.

В результате расчета режимов, видно, что все значения напряжений и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах.

В части безопасности и экологичности определены основные требования, обеспечивающие должную безопасность, а так же рассчитана санитарно-защитная зона по шуму.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
- 2 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.
- 3 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для Вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.
- 4 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 5 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.16).
- 6 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2016).
- 7 ГОСТ 32144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-06. - М.: Изд-во стандартов, 2. – IV, 20 с.
- 8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 9 Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.05.2016).
- 10 О внесении изменений в приказ комитета тарифов и цен правительства Амурской области от 29.12.2016 № 196 пр/т – П «Об утверждении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Амурской области» [Электронный

ресурс] // Tarifamur.Ru: офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.tarifamur.ru/>
– 29.12.2016.

11 Официальный сайт Linijaorory [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://linijaorory.ru/provod-as-300-39-ves-diametr-sechenie-i-drugie-karakteristiki/>- 10.06.2020.

12 Подробная карта России и мира [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://yandex.ru/maps>. – 27.08.2011.

13 ПОТРМ-026-2014. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – Введ. 24.06.2013. – Б.: ООО «Макро-С Партнер», 2014. – 145 с.

14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2013 г.

15 Правила устройств электроустановок: нормативно-технич. Материал. – 7-е изд. – М.: Энергосервис, 2012.

16 Приказ Министерства энергетики РФ № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» – Введ. 2015-23-06. – М.: Минюст РФ. – 4 с.

17 Приказ Минэнерго России от 28 февраля 2019 года №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.»

18 Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие / Петрова С. С.; Под ред. С. А. Мартынова. — Л.: ЛПИ им. М. И. Калинина, 1980. — 76 с.

19 Процентная ставка рефинансирования. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_12453/c8144b5ee23295f6ecd f3da3a09ec81f707aac3c/ - 10.06.2020

- 20 Растрвин.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступ_:<http://www.rastrwin.ru>.
- 21 РД.153-34.3-35.125-99.
- 22 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.
- 23 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153-34.0-20.527-98, НЦ ЭНАС, 2013 г.
- 24 РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.05.2016).
- 25 Савина Н.В., Проценко П.П. Т38 Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П.. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с
- 26 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.
- 27 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 28 СТО 56947007-29.060.50.268-2019 Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения
- 29 СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.
- 30 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.200-2015
- 31 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.
- 32 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 33 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : /Д. Л. Файбисович, И. Г. Керапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2012.

- 34 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 –1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 35 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.:Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.
- 36 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06.2016).
- 37 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции-> 28.05.2020
- 38 Электротехнический справочник [Текст]: В 4 т. / Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов. Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии: справочное издание. – М.: Изд-ий дом МЭИ. - 2009. - 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

ПС Сквородино

Для зимы:

Для СН:

$$T := 24$$

$$P_{зс_{\max}} := 72.1 \text{ МВт}$$

$$P_{зс_{\text{общ}1}} := 119051 \text{ МВт}$$

$$P_{зс_{\text{общ}}} := 1445 \text{ МВт}$$

$$P_{зс_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{зс_{\text{общ}}} = 60.208 \text{ МВт} \quad P_{зс_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{зс_{\text{общ}1}}} = 70.431 \text{ МВт}$$

$$K_{зс_{\phi}} := \frac{P_{зс_{\text{эф}}}}{P_{зс_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{зс_{\min}} := P_{зс_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зс_{\phi}}^2 - 1}\right) = -11.417 \text{ МВт}$$

$$Q_{зс_{\max}} := 9.2 \text{ МВар}$$

$$Q_{зс_{\text{общ}}} := 184 \text{ МВар}$$

$$Q_{зс_{\text{общ}1}} := 1931 \text{ МВар}$$

$$Q_{зс_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{зс_{\text{общ}}} = 7.667 \text{ МВар} \quad Q_{зс_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{зс_{\text{общ}1}}} = 8.97 \text{ МВар}$$

$$K_{зс_{\phi}} := \frac{Q_{зс_{\text{эф}}}}{Q_{зс_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{зс_{\min}} := Q_{зс_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зс_{\phi}}^2 - 1}\right) = -1.46 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$P_{лс_{\max}} := 61.3 \text{ МВт}$$

$$P_{лс_{\text{общ}}} := 1226 \text{ МВт}$$

$$P_{лс_{\text{общ}1}} := 85729 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{\text{Лс ср}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{Лс общ}} = 51.083 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{Лс эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{Лс общ1}}} = 59.767 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\text{Лс ф}} := \frac{P_{\text{Лс эф}}}{P_{\text{Лс ср}}} = 1.17$$

$$P_{\text{Лс min}} := P_{\text{Лс ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{Лс ф}}^2 - 1}\right) = -9.725 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{Лс max}} := 5.4 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{Лс общ}} := 108 \quad \text{МВар} \quad Q_{\text{Лс общ1}} := 666 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{Лс ср}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{\text{Лс общ}} = 4.5 \quad \text{МВар} \quad Q_{\text{Лс эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{\text{Лс общ1}}} = 5.268 \quad \text{МВар}$$

$$K_{\text{Лс ф}} := \frac{Q_{\text{Лс эф}}}{Q_{\text{Лс ср}}} = 1.171$$

$$Q_{\text{Лс min}} := Q_{\text{Лс ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{Лс ф}}^2 - 1}\right) = -0.868 \quad \text{МВар}$$

ПС Магдагачи:

Для СН: Для зимы: $T := 24$

$$P_{\text{ЗМ max}} := 6.2 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ЗМ общ}} := 124 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{ЗМ общ1}} := 877 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ЗМ ср}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЗМ общ}} = 5.167 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{ЗМ эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЗМ общ1}}} = 6.045 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\text{ЗМ ф}} := \frac{P_{\text{ЗМ эф}}}{P_{\text{ЗМ ср}}} = 1.17$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{3M_{\min}} := P_{3M_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{3M_{\phi}}^2 - 1}\right) = -0.984 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{3M_{\max}} := 8.47 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{3M_{\text{общ}}} := 169.4 \quad \text{МВар} \quad Q_{3M_{\text{общ}1}} := 1636.8 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{3M_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{3M_{\text{общ}}} = 7.058 \quad \text{МВар} \quad Q_{3M_{\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{3M_{\text{общ}1}}} = 8.258 \quad \text{МВар}$$

$$K_{3M_{\phi}} := \frac{Q_{3M_{\phi}}}{Q_{3M_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{3M_{\min}} := Q_{3M_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{3M_{\phi}}^2 - 1}\right) = -1.345 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$P_{LM_{\max}} := 5.1 \quad \text{МВт}$$

$$P_{LM_{\text{общ}}} := 102 \quad \text{МВт} \quad P_{LM_{\text{общ}1}} := 593.5 \quad \text{МВт}$$

$$P_{LM_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{LM_{\text{общ}}} = 4.25 \quad \text{МВт} \quad P_{LM_{\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{LM_{\text{общ}1}}} = 4.973 \quad \text{МВт}$$

$$K_{LM_{\phi}} := \frac{P_{LM_{\phi}}}{P_{LM_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{LM_{\min}} := P_{LM_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{LM_{\phi}}^2 - 1}\right) = -0.811 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{LM_{\max}} := 7 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{LM_{\text{общ}}} := 140 \quad \text{МВар} \quad Q_{LM_{\text{общ}1}} := 1118 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{LM_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{LM_{\text{общ}}} = 5.833 \quad \text{МВар} \quad Q_{LM_{\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{LM_{\text{общ}1}}} = 6.825 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$\underline{K_{LM\phi}} := \frac{Q_{LM\phi}}{Q_{LMcp}} = 1.17$$

$$Q_{LMmin} := Q_{LMcp} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{LM\phi}^2 - 1}\right) = -1.112 \quad \text{МВар}$$

Для НН:

Для зимы: $\underline{T} := 24$

$$P_{ЗМ1max} := 17.36 \quad \text{МВт}$$

$$P_{ЗМ1общ} := 347.2 \quad \text{МВт} \quad P_{ЗМ1общ1} := 6876 \quad \text{МВт}$$

$$P_{ЗМ1cp} := \frac{1}{T} \cdot P_{ЗМ1общ} = 14.467 \quad \text{МВт} \quad P_{ЗМ1\phi} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{ЗМ1общ1}} = 16.926 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{K_{ЗМ1\phi}} := \frac{P_{ЗМ1\phi}}{P_{ЗМ1cp}} = 1.17$$

$$P_{ЗМ1min} := P_{ЗМ1cp} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗМ1\phi}^2 - 1}\right) = -2.755 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{ЗМ1max} := 12.67 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЗМ1общ} := 253.4 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЗМ1общ1} := 3662.4 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЗМ1cp} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЗМ1общ} = 10.558 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЗМ1\phi} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЗМ1общ1}} = 12.353 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{K_{ЗМ1\phi}} := \frac{Q_{ЗМ1\phi}}{Q_{ЗМ1cp}} = 1.17$$

$$Q_{ЗМ1min} := Q_{ЗМ1cp} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗМ1\phi}^2 - 1}\right) = -2.01 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

Для лета:

$$P_{LM2_{max}} := 14.2 \text{ МВт}$$

$$P_{LM2_{общ}} := 284 \text{ МВт} \quad P_{LM2_{общ1}} := 4600.5 \text{ МВт}$$

$$P_{LM2_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{LM2_{общ}} = 11.833 \text{ МВт}$$

$$P_{LM2_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{LM2_{общ1}}} = 13.845 \text{ МВт}$$

$$K_{LM2_{ф}} := \frac{P_{LM2_{эф}}}{P_{LM2_{cp}}} = 1.17$$

$$P_{LM2_{min}} := P_{LM2_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{LM2_{ф}}^2 - 1}\right) = -2.254 \text{ МВт}$$

$$Q_{LM2_{max}} := 11.7 \text{ МВар}$$

$$Q_{LM2_{общ}} := 234 \text{ МВар} \quad Q_{LM2_{общ1}} := 3123 \text{ МВар}$$

$$Q_{LM2_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{LM2_{общ}} = 9.75 \text{ МВар}$$

$$Q_{LM2_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{LM2_{общ1}}} = 11.407 \text{ МВар}$$

$$K_{LM2_{ф}} := \frac{Q_{LM2_{эф}}}{Q_{LM2_{cp}}} = 1.17$$

$$Q_{LM2_{min}} := Q_{LM2_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{LM2_{ф}}^2 - 1}\right) = -1.856 \text{ МВар}$$

ПС Тында

Для зимы:

$$\text{Для СН: } T := 24$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{зТ_{max}} := 29.57 \text{ МВт}$$

$$P_{зТ_{общ}} := 591.4 \text{ МВт} \quad P_{зТ_{общ1}} := 19949 \text{ МВт}$$

$$P_{зТ_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{зТ_{общ}} = 24.642 \text{ МВт} \quad P_{зТ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{зТ_{общ1}}} = 28.831 \text{ МВт}$$

$$K_{зТ_{ф}} := \frac{P_{зТ_{эф}}}{P_{зТ_{cp}}} = 1.17$$

$$P_{зТ_{min}} := P_{зТ_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зТ_{ф}}^2 - 1}\right) = -4.693 \text{ МВт}$$

$$Q_{зТ_{max}} := 7.89 \text{ МВар}$$

$$Q_{зТ_{общ}} := 157.8 \text{ МВар} \quad Q_{зТ_{общ1}} := 1420.4 \text{ МВар}$$

$$Q_{зТ_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{зТ_{общ}} = 6.575 \text{ МВар} \quad Q_{зТ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{зТ_{общ1}}} = 7.693 \text{ МВар}$$

$$K_{зТ_{ф}} := \frac{Q_{зТ_{эф}}}{Q_{зТ_{cp}}} = 1.17$$

$$Q_{зТ_{min}} := Q_{зТ_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зТ_{ф}}^2 - 1}\right) = -1.253 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$P_{лТ_{max}} := 13 \text{ МВт}$$

$$P_{лТ_{общ}} := 260 \text{ МВт} \quad P_{лТ_{общ1}} := 3856 \text{ МВт}$$

$$P_{лТ_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{лТ_{общ}} = 10.833 \text{ МВт} \quad P_{лТ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{лТ_{общ1}}} = 12.675 \text{ МВт}$$

$$K_{лТ_{ф}} := \frac{P_{лТ_{эф}}}{P_{лТ_{cp}}} = 1.17$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{ЛТ_{\min}} := P_{ЛТ_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛТ_{\phi}}^2 - 1}\right) = -2.065 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{ЛТ_{\max}} := 3 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЛТ_{\text{общ}}} := 60 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЛТ_{\text{общ}1}} := 205.3 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЛТ_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЛТ_{\text{общ}}} = 2.5 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЛТ_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЛТ_{\text{общ}1}}} = 2.925 \quad \text{МВар}$$

$$K_{ЛТ_{\phi}} := \frac{Q_{ЛТ_{\text{эф}}}}{Q_{ЛТ_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{ЛТ_{\min}} := Q_{ЛТ_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛТ_{\phi}}^2 - 1}\right) = -0.475 \quad \text{МВар}$$

ПС НПС-19

Для зимы:

$$\text{Для НН: } T := 24$$

$$P_{ЗН_{\max}} := 25.4 \quad \text{МВт}$$

$$P_{ЗН_{\text{общ}}} := 508 \quad \text{МВт} \quad P_{ЗН_{\text{общ}1}} := 14719 \quad \text{МВт}$$

$$P_{ЗН_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{ЗН_{\text{общ}}} = 21.167 \quad \text{МВт} \quad P_{ЗН_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{ЗН_{\text{общ}1}}} = 24.765 \quad \text{МВт}$$

$$K_{ЗН_{\phi}} := \frac{P_{ЗН_{\text{эф}}}}{P_{ЗН_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{ЗН_{\min}} := P_{ЗН_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗН_{\phi}}^2 - 1}\right) = -4.03 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{ЗН_{\max}} := 6.4 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЗН_{\text{общ}}} := 128 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЗН_{\text{общ}1}} := 934.5 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{3H_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{3H_{общ}} = 5.333 \text{ МВар} \quad Q_{3H_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{3H_{общ1}}} = 6.24 \text{ МВар}$$

$$K_{3H_{ф}} := \frac{Q_{3H_{эф}}}{Q_{3H_{cp}}} = 1.17$$

$$Q_{3H_{min}} := Q_{3H_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{3H_{ф}}^2 - 1}\right) = -1.016 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$P_{ЛH_{max}} := 7.5 \text{ МВт}$$

$$P_{ЛH_{общ}} := 150 \text{ МВт} \quad P_{ЛH_{общ1}} := 1283.5 \text{ МВт}$$

$$P_{ЛH_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{ЛH_{общ}} = 6.25 \text{ МВт} \quad P_{ЛH_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{ЛH_{общ1}}} = 7.313 \text{ МВт}$$

$$K_{ЛH_{ф}} := \frac{P_{ЛH_{эф}}}{P_{ЛH_{cp}}} = 1.17$$

$$P_{ЛH_{min}} := P_{ЛH_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛH_{ф}}^2 - 1}\right) = -1.192 \text{ МВт}$$

$$Q_{ЛH_{max}} := 1.8 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЛH_{общ}} := 36 \text{ МВар} \quad Q_{ЛH_{общ1}} := 73.9 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЛH_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЛH_{общ}} = 1.5 \text{ МВар} \quad Q_{ЛH_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЛH_{общ1}}} = 1.755 \text{ МВар}$$

$$K_{ЛH_{ф}} := \frac{Q_{ЛH_{эф}}}{Q_{ЛH_{cp}}} = 1.17$$

$$Q_{ЛH_{min}} := Q_{ЛH_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛH_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.285 \text{ МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

ПС Энергия:

Для СН:

Для зимы: $T := 24$

$P_{зэ_{max}} := 28.3 \text{ МВт}$

$P_{зэ_{общ}} := 566 \text{ МВт}$ $P_{зэ_{общ1}} := 18273 \text{ МВт}$

$P_{зэ_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{зэ_{общ}} = 23.583 \text{ МВт}$ $P_{зэ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{зэ_{общ1}}} = 27.593 \text{ МВт}$

$K_{зэф} := \frac{P_{зэф}}{P_{зэ_{cp}}} = 1.17$

$P_{зэ_{min}} := P_{зэ_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зэф}^2 - 1}\right) = -4.493 \text{ МВт}$

$Q_{зэ_{max}} := 3.27 \text{ МВар}$

$Q_{зэ_{общ}} := 65.4 \text{ МВар}$ $Q_{зэ_{общ1}} := 243.9 \text{ МВар}$

$Q_{зэ_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{зэ_{общ}} = 2.725 \text{ МВар}$ $Q_{зэ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{зэ_{общ1}}} = 3.188 \text{ МВар}$

$K_{зэф} := \frac{Q_{зэф}}{Q_{зэ_{cp}}} = 1.17$

$Q_{зэ_{min}} := Q_{зэ_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зэф}^2 - 1}\right) = -0.518 \text{ МВар}$

Для лета:

$P_{лэ_{max}} := 4.88 \text{ МВт}$

$P_{лэ_{общ}} := 97.6 \text{ МВт}$ $P_{лэ_{общ1}} := 543.3 \text{ МВт}$

$P_{лэ_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{лэ_{общ}} = 4.067 \text{ МВт}$ $P_{лэ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{лэ_{общ1}}} = 4.758 \text{ МВт}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$K_{ЛЭ\phi} := \frac{P_{ЛЭ\phi}}{P_{ЛЭ\text{cp}}} = 1.17$$

$$P_{ЛЭ\text{min}} := P_{ЛЭ\text{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛЭ\phi}^2 - 1}\right) = -0.774 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{ЛЭ\text{max}} := 2.08 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЛЭ\text{общ}} := 41.6 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЛЭ\text{общ1}} := 98.7 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЛЭ\text{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЛЭ\text{общ}} = 1.733 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЛЭ\phi} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЛЭ\text{общ1}}} = 2.028 \quad \text{МВар}$$

$$K_{ЛЭ\phi} := \frac{Q_{ЛЭ\phi}}{Q_{ЛЭ\text{cp}}} = 1.17$$

$$Q_{ЛЭ\text{min}} := Q_{ЛЭ\text{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛЭ\phi}^2 - 1}\right) = -0.33 \quad \text{МВар}$$

Для НН:

$$\text{Для зимы: } T := 24$$

$$P_{зэл\text{max}} := 4.61 \quad \text{МВт}$$

$$P_{зэл\text{общ}} := 92.2 \quad \text{МВт} \quad P_{зэл\text{общ1}} := 485 \quad \text{МВт}$$

$$P_{зэл\text{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{зэл\text{общ}} = 3.842 \quad \text{МВт} \quad P_{зэл\phi} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{зэл\text{общ1}}} = 4.495 \quad \text{МВт}$$

$$K_{зэл\phi} := \frac{P_{зэл\phi}}{P_{зэл\text{cp}}} = 1.17$$

$$P_{зэл\text{min}} := P_{зэл\text{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зэл\phi}^2 - 1}\right) = -0.732 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{зэ1_{\max}} := 0.74 \text{ МВар}$$

$$Q_{зэ1_{\text{общ}}} := 14.8 \text{ МВар} \quad Q_{зэ1_{\text{общ}1}} := 12.5 \text{ МВар}$$

$$Q_{зэ1_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{зэ1_{\text{общ}}} = 0.617 \text{ МВар} \quad Q_{зэ1_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{зэ1_{\text{общ}1}}} = 0.722 \text{ МВар}$$

$$K_{зэ1_{\phi}} := \frac{Q_{зэ1_{\text{эф}}}}{Q_{зэ1_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{зэ1_{\min}} := Q_{зэ1_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зэ1_{\phi}}^2 - 1} \right) = -0.118 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$P_{лэ2_{\max}} := 0.96 \text{ МВт}$$

$$P_{лэ2_{\text{общ}}} := 19.2 \text{ МВт} \quad P_{лэ2_{\text{общ}1}} := 21.02 \text{ МВт}$$

$$P_{лэ2_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{лэ2_{\text{общ}}} = 0.8 \text{ МВт} \quad P_{лэ2_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{лэ2_{\text{общ}1}}} = 0.936 \text{ МВт}$$

$$K_{лэ2_{\phi}} := \frac{P_{лэ2_{\text{эф}}}}{P_{лэ2_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{лэ2_{\min}} := P_{лэ2_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{лэ2_{\phi}}^2 - 1} \right) = -0.152 \text{ МВт}$$

$$Q_{лэ2_{\max}} := 0.39 \text{ МВар}$$

$$Q_{лэ2_{\text{общ}}} := 7.8 \text{ МВар} \quad Q_{лэ2_{\text{общ}1}} := 3.47 \text{ МВар}$$

$$Q_{лэ2_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{лэ2_{\text{общ}}} = 0.325 \text{ МВар} \quad Q_{лэ2_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{лэ2_{\text{общ}1}}} = 0.38 \text{ МВар}$$

$$K_{лэ2_{\phi}} := \frac{Q_{лэ2_{\text{эф}}}}{Q_{лэ2_{\text{ср}}}} = 1.17$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{ЛЭ2_{\min}} := Q_{ЛЭ2_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛЭ2_{\phi}}^2 - 1}\right) = -0.062 \quad \text{МВар}$$

ПС НПС-19

Для зимы:

$$\text{Для НН: } T := 24$$

$$P_{ЗН_{\max}} := 25.4 \quad \text{МВт}$$

$$P_{ЗН_{\text{общ}}} := 508 \quad \text{МВт} \quad P_{ЗН_{\text{общ}1}} := 14719 \quad \text{МВт}$$

$$P_{ЗН_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{ЗН_{\text{общ}}} = 21.167 \quad \text{МВт} \quad P_{ЗН_{\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{ЗН_{\text{общ}1}}} = 24.765 \quad \text{МВт}$$

$$K_{ЗН_{\phi}} := \frac{P_{ЗН_{\phi}}}{P_{ЗН_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{ЗН_{\min}} := P_{ЗН_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗН_{\phi}}^2 - 1}\right) = -4.03 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{ЗН_{\max}} := 6.4 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЗН_{\text{общ}}} := 128 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЗН_{\text{общ}1}} := 934.5 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{ЗН_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЗН_{\text{общ}}} = 5.333 \quad \text{МВар} \quad Q_{ЗН_{\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЗН_{\text{общ}1}}} = 6.24 \quad \text{МВар}$$

$$K_{ЗН_{\phi}} := \frac{Q_{ЗН_{\phi}}}{Q_{ЗН_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{ЗН_{\min}} := Q_{ЗН_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗН_{\phi}}^2 - 1}\right) = -1.016 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$P_{ЛН_{\max}} := 7.5 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$\underline{P_{\text{ЛН}_{\text{общ}}}} := 150 \text{ МВт} \quad \underline{P_{\text{ЛН}_{\text{общ}1}}} := 1283.5 \text{ МВт}$$

$$\underline{P_{\text{ЛН}_{\text{ср}}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЛН}_{\text{общ}}} = 6.25 \text{ МВт} \quad \underline{P_{\text{ЛН}_{\text{эф}}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЛН}_{\text{общ}1}}} = 7.313 \text{ МВт}$$

$$\underline{K_{\text{ЛН}_{\text{ф}}}} := \frac{P_{\text{ЛН}_{\text{эф}}}}{P_{\text{ЛН}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$\underline{P_{\text{ЛН}_{\text{min}}}} := P_{\text{ЛН}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{ЛН}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -1.192 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{ЛН}_{\text{max}}}} := 1.8 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{\text{ЛН}_{\text{общ}}}} := 36 \text{ МВар} \quad \underline{Q_{\text{ЛН}_{\text{общ}1}}} := 73.9 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{\text{ЛН}_{\text{ср}}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{\text{ЛН}_{\text{общ}}} = 1.5 \text{ МВар} \quad \underline{Q_{\text{ЛН}_{\text{эф}}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{\text{ЛН}_{\text{общ}1}}} = 1.755 \text{ МВар}$$

$$\underline{K_{\text{ЛН}_{\text{ф}}}} := \frac{Q_{\text{ЛН}_{\text{эф}}}}{Q_{\text{ЛН}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$\underline{Q_{\text{ЛН}_{\text{min}}}} := Q_{\text{ЛН}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{ЛН}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -0.285 \text{ МВар}$$

ПС Энергия:

Для СН:

$$\text{Для зимы: } \underline{T} := 24$$

$$\underline{P_{\text{ЗЭ}_{\text{max}}}} := 28.3 \text{ МВт}$$

$$\underline{P_{\text{ЗЭ}_{\text{общ}}}} := 566 \text{ МВт} \quad \underline{P_{\text{ЗЭ}_{\text{общ}1}}} := 18273 \text{ МВт}$$

$$\underline{P_{\text{ЗЭ}_{\text{ср}}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЗЭ}_{\text{общ}}} = 23.583 \text{ МВт} \quad \underline{P_{\text{ЗЭ}_{\text{эф}}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЗЭ}_{\text{общ}1}}} = 27.593 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$\underline{K_{3\text{Э}\phi}} := \frac{P_{3\text{Э}\phi}}{P_{3\text{Э}\text{ср}}} = 1.17$$

$$\underline{P_{3\text{Э}\text{min}}} := P_{3\text{Э}\text{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{3\text{Э}\phi}^2 - 1}\right) = -4.493 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{3\text{Э}\text{max}}} := 3.27 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{Q_{3\text{Э}\text{общ}}} := 65.4 \quad \text{МВар} \quad \underline{Q_{3\text{Э}\text{общ1}}} := 243.9 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{Q_{3\text{Э}\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{3\text{Э}\text{общ}} = 2.725 \quad \text{МВар} \quad \underline{Q_{3\text{Э}\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{3\text{Э}\text{общ1}}} = 3.188 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{K_{Л\text{Э}\phi}} := \frac{Q_{Л\text{Э}\phi}}{Q_{Л\text{Э}\text{ср}}} = 1.17$$

$$\underline{Q_{Л\text{Э}\text{min}}} := Q_{Л\text{Э}\text{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{Л\text{Э}\phi}^2 - 1}\right) = -0.518 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$\underline{P_{Л\text{Э}\text{max}}} := 4.88 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{P_{Л\text{Э}\text{общ}}} := 97.6 \quad \text{МВт} \quad \underline{P_{Л\text{Э}\text{общ1}}} := 543.3 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{P_{Л\text{Э}\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{Л\text{Э}\text{общ}} = 4.067 \quad \text{МВт} \quad \underline{P_{Л\text{Э}\phi}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{Л\text{Э}\text{общ1}}} = 4.758 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{K_{Л\text{Э}\phi}} := \frac{P_{Л\text{Э}\phi}}{P_{Л\text{Э}\text{ср}}} = 1.17$$

$$\underline{P_{Л\text{Э}\text{min}}} := P_{Л\text{Э}\text{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{Л\text{Э}\phi}^2 - 1}\right) = -0.774 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{Л\text{Э}\text{max}}} := 2.08 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{Q_{Л\text{Э}\text{общ}}} := 41.6 \quad \text{МВар} \quad \underline{Q_{Л\text{Э}\text{общ1}}} := 98.7 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{ЛЭ_{ср}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЛЭ_{общ}} = 1.733 \text{ МВар} \quad Q_{ЛЭ_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЛЭ_{общ1}}} = 2.028 \text{ МВар}$$

$$K_{ЛЭ_{ф}} := \frac{Q_{ЛЭ_{эф}}}{Q_{ЛЭ_{ср}}} = 1.17$$

$$Q_{ЛЭ_{min}} := Q_{ЛЭ_{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛЭ_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.33 \text{ МВар}$$

Для НН:

Для зимы: $T := 24$

$$P_{ЗЭ1_{max}} := 4.61 \text{ МВт}$$

$$P_{ЗЭ1_{общ}} := 92.2 \text{ МВт} \quad P_{ЗЭ1_{общ1}} := 485 \text{ МВт}$$

$$P_{ЗЭ1_{ср}} := \frac{1}{T} \cdot P_{ЗЭ1_{общ}} = 3.842 \text{ МВт} \quad P_{ЗЭ1_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{ЗЭ1_{общ1}}} = 4.495 \text{ МВт}$$

$$K_{ЗЭ1_{ф}} := \frac{P_{ЗЭ1_{эф}}}{P_{ЗЭ1_{ср}}} = 1.17$$

$$P_{ЗЭ1_{min}} := P_{ЗЭ1_{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗЭ1_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.732 \text{ МВт}$$

$$Q_{ЗЭ1_{max}} := 0.74 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЗЭ1_{общ}} := 14.8 \text{ МВар} \quad Q_{ЗЭ1_{общ1}} := 12.5 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЗЭ1_{ср}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЗЭ1_{общ}} = 0.617 \text{ МВар} \quad Q_{ЗЭ1_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЗЭ1_{общ1}}} = 0.722 \text{ МВар}$$

$$K_{ЗЭ1_{ф}} := \frac{Q_{ЗЭ1_{эф}}}{Q_{ЗЭ1_{ср}}} = 1.17$$

$$Q_{ЗЭ1_{min}} := Q_{ЗЭ1_{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЗЭ1_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.118 \text{ МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

Для лета:

$$P_{ЛЭ2_{max}} := 0.96 \text{ МВт}$$

$$P_{ЛЭ2_{общ}} := 19.2 \text{ МВт} \quad P_{ЛЭ2_{общ1}} := 21.02 \text{ МВт}$$

$$P_{ЛЭ2_{ср}} := \frac{1}{T} \cdot P_{ЛЭ2_{общ}} = 0.8 \text{ МВт}$$

$$P_{ЛЭ2_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{ЛЭ2_{общ1}}} = 0.936 \text{ МВт}$$

$$K_{ЛЭ2_{ф}} := \frac{P_{ЛЭ2_{эф}}}{P_{ЛЭ2_{ср}}} = 1.17$$

$$P_{ЛЭ2_{min}} := P_{ЛЭ2_{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛЭ2_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.152 \text{ МВт}$$

$$Q_{ЛЭ2_{max}} := 0.39 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЛЭ2_{общ}} := 7.8 \text{ МВар} \quad Q_{ЛЭ2_{общ1}} := 3.47 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЛЭ2_{ср}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{ЛЭ2_{общ}} = 0.325 \text{ МВар}$$

$$Q_{ЛЭ2_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{ЛЭ2_{общ1}}} = 0.38 \text{ МВар}$$

$$K_{ЛЭ2_{ф}} := \frac{Q_{ЛЭ2_{эф}}}{Q_{ЛЭ2_{ср}}} = 1.17$$

$$Q_{ЛЭ2_{min}} := Q_{ЛЭ2_{ср}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{ЛЭ2_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.062 \text{ МВар}$$

ПС Светлая:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

Для 110:

Для зимы: $T_{\text{зим}} := 24$

$$P_{\text{зсв}_{\text{max}}} := 53.89 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{зсв}_{\text{общ}}} := 1077.8 \text{ МВт} \quad P_{\text{зсв}_{\text{общ}1}} := 66259 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{зсв}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{зсв}_{\text{общ}}} = 44.908 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{зсв}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{зсв}_{\text{общ}1}}} = 52.543 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{зсв}_{\text{ф}}} := \frac{P_{\text{зсв}_{\text{эф}}}}{P_{\text{зсв}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{\text{зсв}_{\text{min}}} := P_{\text{зсв}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{зсв}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -8.555 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{зсв}_{\text{max}}} := 6.76 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{зсв}_{\text{общ}}} := 135.2 \text{ МВар} \quad Q_{\text{зсв}_{\text{общ}1}} := 1042.5 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{зсв}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{\text{зсв}_{\text{общ}}} = 5.633 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{зсв}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{\text{зсв}_{\text{общ}1}}} = 6.591 \text{ МВар}$$

$$K_{\text{зсв}_{\text{ф}}} := \frac{Q_{\text{зсв}_{\text{эф}}}}{Q_{\text{зсв}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{\text{зсв}_{\text{min}}} := Q_{\text{зсв}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{зсв}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -1.072 \text{ МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

Для лета:

$$P_{\text{ЛСВ}_{\text{max}}} := 38.94 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}}} := 778.8 \text{ МВт} \quad P_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}1}} := 34596 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}}} = 32.45 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ЛСВ}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}1}}} = 37.967 \text{ МВт}$$

$$K_{\text{ЛСВ}_{\text{ф}}} := \frac{P_{\text{ЛСВ}_{\text{эф}}}}{P_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{\text{ЛСВ}_{\text{min}}} := P_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{ЛСВ}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -6.182 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ЛСВ}_{\text{max}}} := 1.32 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}}} := 26.4 \text{ МВар} \quad Q_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}1}} := 39.75 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}}} = 1.1 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{ЛСВ}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{\text{ЛСВ}_{\text{общ}1}}} = 1.287 \text{ МВар}$$

$$K_{\text{ЛСВ}_{\text{ф}}} := \frac{Q_{\text{ЛСВ}_{\text{эф}}}}{Q_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{\text{ЛСВ}_{\text{min}}} := Q_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{ЛСВ}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -0.209 \text{ МВар}$$

Для 35:

$$\text{Для зимы: } T := 24$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{зсв1_{\max}} := 7.76 \text{ МВт}$$

$$P_{зсв1_{\text{общ}}} := 155.2 \text{ МВт} \quad P_{зсв1_{\text{общ}1}} := 1374 \text{ МВт}$$

$$P_{зсв1_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{зсв1_{\text{общ}}} = 6.467 \text{ МВт}$$

$$P_{зсв1_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{зсв1_{\text{общ}1}}} = 7.566 \text{ МВт}$$

$$K_{зсв1_{\phi}} := \frac{P_{зсв1_{\text{эф}}}}{P_{зсв1_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{зсв1_{\min}} := P_{зсв1_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зсв1_{\phi}}^2 - 1}\right) = -1.233 \text{ МВт}$$

$$Q_{зсв1_{\max}} := 1.54 \text{ МВар}$$

$$Q_{зсв1_{\text{общ}}} := 30.8 \text{ МВар} \quad Q_{зсв1_{\text{общ}1}} := 54.15 \text{ МВар}$$

$$Q_{зсв1_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{зсв1_{\text{общ}}} = 1.283 \text{ МВар}$$

$$Q_{зсв1_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{зсв1_{\text{общ}1}}} = 1.502 \text{ МВар}$$

$$K_{зсв1_{\phi}} := \frac{Q_{зсв1_{\text{эф}}}}{Q_{зсв1_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$Q_{зсв1_{\min}} := Q_{зсв1_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зсв1_{\phi}}^2 - 1}\right) = -0.247 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$P_{лсв2_{\max}} := 2.77 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{\text{лсв2}_{\text{общ}}} := 55.4 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{лсв2}_{\text{общ1}}} := 175.1 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{лсв2}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot P_{\text{лсв2}_{\text{общ}}} = 2.308 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{лсв2}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{лсв2}_{\text{общ1}}}} = 2.701 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\text{лсв2}_{\text{ф}}} := \frac{P_{\text{лсв2}_{\text{эф}}}}{P_{\text{лсв2}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{\text{лсв2}_{\text{min}}} := P_{\text{лсв2}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{лсв2}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -0.441 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{лсв2}_{\text{max}}} := 1.33 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{лсв2}_{\text{общ}}} := 26.6 \quad \text{МВар} \quad Q_{\text{лсв2}_{\text{общ1}}} := 40.4 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{лсв2}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{\text{лсв2}_{\text{общ}}} = 1.108 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{лсв2}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{\text{лсв2}_{\text{общ1}}}} = 1.297 \quad \text{МВар}$$

$$K_{\text{лсв2}_{\text{ф}}} := \frac{Q_{\text{лсв2}_{\text{эф}}}}{Q_{\text{лсв2}_{\text{ср}}}} = 1.171$$

$$Q_{\text{лсв2}_{\text{min}}} := Q_{\text{лсв2}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{лсв2}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -0.214 \quad \text{МВар}$$

Для 10:

$$\text{Для зимы: } T := 24$$

$$P_{\text{зсв3}_{\text{max}}} := 2.07 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{зсв3}_{\text{общ}}} := 41.4 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{зсв3}_{\text{общ1}}} := 97.7 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{зсв3_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{зсв3_{общ}} = 1.725 \quad \text{МВт}$$

$$P_{зсв3_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{зсв3_{общ1}}} = 2.018 \quad \text{МВт}$$

$$K_{зсв3_{ф}} := \frac{P_{зсв3_{эф}}}{P_{зсв3_{cp}}} = 1.17$$

$$P_{зсв3_{min}} := P_{зсв3_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зсв3_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.326 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{зсв3_{max}} := 0.38 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{зсв3_{общ}} := 7.6 \quad \text{МВар} \quad Q_{зсв3_{общ1}} := 3.3 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{зсв3_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{зсв3_{общ}} = 0.317 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{зсв3_{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{зсв3_{общ1}}} = 0.371 \quad \text{МВар}$$

$$K_{зсв3_{ф}} := \frac{Q_{зсв3_{эф}}}{Q_{зсв3_{cp}}} = 1.171$$

$$Q_{зсв3_{min}} := Q_{зсв3_{cp}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{зсв3_{ф}}^2 - 1}\right) = -0.061 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$P_{лсв4_{max}} := 0.63 \quad \text{МВт}$$

$$P_{лсв4_{общ}} := 12.6 \quad \text{МВт} \quad P_{лсв4_{общ1}} := 9.05 \quad \text{МВт}$$

$$P_{лсв4_{cp}} := \frac{1}{T} \cdot P_{лсв4_{общ}} = 0.525 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{\text{ЛСВ4}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot P_{\text{ЛСВ4}_{\text{общ1}}}} = 0.614 \quad \text{МВт}$$

$$K_{\text{ЛСВ4}_{\text{ф}}} := \frac{P_{\text{ЛСВ4}_{\text{эф}}}}{P_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}}} = 1.17$$

$$P_{\text{ЛСВ4}_{\text{min}}} := P_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{ЛСВ4}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -0.099 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{max}}} := 0.35 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{общ}}} := 7 \quad \text{МВар} \quad Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{общ1}}} := 2.79 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}} := \frac{1}{T} \cdot Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{общ}}} = 0.292 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{эф}}} := \sqrt{\frac{1}{T} \cdot Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{общ1}}}} = 0.341 \quad \text{МВар}$$

$$K_{\text{ЛСВ4}_{\text{ф}}} := \frac{Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{эф}}}}{Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}}} = 1.169$$

$$Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{min}}} := Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}} \cdot \left(1 - 1.96 \cdot \sqrt{K_{\text{ЛСВ4}_{\text{ф}}}^2 - 1}\right) = -0.054 \quad \text{МВар}$$

Прогнозирование нагрузок:

$$E := 0.0082$$

ПС Сковородино:

Для зимы:

$$P_{\text{ПС}_{\text{max}}} := P_{\text{Зс}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 75.105 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПС}_{\text{ср}}} := P_{\text{Зс}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 62.718 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПС}_{\text{эф}}} := P_{\text{Зс}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 73.366 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$P_{\text{пс}_{\min}} := 40.27 \cdot (1 + E)^5 = 41.948 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{пс}_{\max}} := Q_{\text{зс}_{\max}} \cdot (1 + E)^5 = 9.583 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{пс}_{\text{ср}}} := Q_{\text{зс}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.986 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{пс}_{\text{эф}}} := Q_{\text{зс}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 9.344 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{пс}_{\min}} := 4.09 \cdot (1 + E)^5 = 4.26 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$P_{\text{пс}_{\max}} := P_{\text{лс}_{\max}} \cdot (1 + E)^5 = 63.855 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{пс}_{\text{ср}}} := P_{\text{лс}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 53.212 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{пс}_{\text{эф}}} := P_{\text{лс}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 62.258 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{пс}_{\min}} := 26.56 \cdot (1 + E)^5 = 27.667 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{пс}_{\max}} := Q_{\text{лс}_{\max}} \cdot (1 + E)^5 = 5.625 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{пс}_{\text{ср}}} := Q_{\text{лс}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.688 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{пс}_{\text{эф}}} := Q_{\text{лс}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 5.487 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{пс}_{\min}} := 2.7 \cdot (1 + E)^5 = 2.813 \quad \text{МВар}$$

ПС Магдагачи:

Для СН:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

Для зимы:

$$P_{\text{ПМ}_{\text{max}}} := P_{\text{ЗМ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.458 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{ср}}} := P_{\text{ЗМ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 5.382 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := P_{\text{ЗМ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.297 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 4.08 \cdot (1 + E)^5 = 4.25 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЗМ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 8.823 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЗМ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.353 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЗМ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 8.603 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 5.83 \cdot (1 + E)^5 = 6.073 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$\underline{P_{\text{ПМ}_{\text{max}}}} := P_{\text{ЛМ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 5.313 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{P_{\text{ПМ}_{\text{ср}}}} := P_{\text{ЛМ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.427 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{P_{\text{ПМ}_{\text{эф}}}} := P_{\text{ЛМ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 5.18 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{P_{\text{ПМ}_{\text{min}}}} := 2.07 \cdot (1 + E)^5 = 2.156 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{ПМ}_{\text{max}}}} := Q_{\text{ЛМ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.292 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЛМ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.076 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЛМ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.11 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 0.1 \cdot (1 + E)^5 = 0.104 \quad \text{МВар}$$

Для НН:

Для зимы:

$$P_{\text{ПМ}_{\text{max}}} := P_{\text{ЗМ1}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 18.084 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{ср}}} := P_{\text{ЗМ1}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 15.07 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := P_{\text{ЗМ1}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 17.632 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 10.85 \cdot (1 + E)^5 = 11.302 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЗМ1}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 13.198 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЗМ1}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 10.998 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЗМ1}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 12.868 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 9.07 \cdot (1 + E)^5 = 9.448 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$P_{\text{ПМ}_{\text{max}}} := P_{\text{ЛМ2}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 14.792 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ПМ}_{\text{ср}}} := P_{\text{ЛМ2}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 12.327 \quad \text{МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$R_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЛМ}2_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 14.422 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 9.07 \cdot (1 + E)^5 = 9.448 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЛМ}2_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 12.188 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{cp}}} := Q_{\text{ЛМ}2_{\text{cp}}} \cdot (1 + E)^5 = 10.156 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЛМ}2_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 11.883 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПМ}_{\text{min}}} := 1.04 \cdot (1 + E)^5 = 1.083 \quad \text{МВар}$$

ПС Тында

Для СН:

Для зимы:

$$R_{\text{ПТ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЗТ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 30.802 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПТ}_{\text{cp}}} := R_{\text{ЗТ}_{\text{cp}}} \cdot (1 + E)^5 = 25.669 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПТ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЗТ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 30.032 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПТ}_{\text{min}}} := 18.87 \cdot (1 + E)^5 = 19.656 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПТ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЗТ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 8.219 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПТ}_{\text{cp}}} := Q_{\text{ЗТ}_{\text{cp}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.849 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПТ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЗТ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 8.014 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПТ}_{\text{min}}} := 4.94 \cdot (1 + E)^5 = 5.146 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

Для лета:

$$\underline{R_{пт_{max}}} := R_{лт_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 13.542 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{R_{пт_{ср}}} := R_{лт_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 11.285 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{R_{пт_{эф}}} := R_{лт_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 13.204 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{R_{пт_{min}}} := 9.07 \cdot (1 + E)^5 = 9.448 \quad \text{МВт}$$

$$\underline{Q_{пт_{max}}} := Q_{лт_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 3.125 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{Q_{пт_{ср}}} := Q_{лт_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 2.604 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{Q_{пт_{эф}}} := Q_{лт_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 3.047 \quad \text{МВар}$$

$$\underline{Q_{пт_{min}}} := 0.78 \cdot (1 + E)^5 = 0.813 \quad \text{МВар}$$

ПС НПС-19:

Для НН:

Для зимы:

$$R_{пн_{max}} := R_{зн_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 26.459 \quad \text{МВт}$$

$$R_{пн_{ср}} := R_{зн_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 22.049 \quad \text{МВт}$$

$$R_{пн_{эф}} := R_{зн_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 25.797 \quad \text{МВт}$$

$$R_{пн_{min}} := 17.08 \cdot (1 + E)^5 = 17.792 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{пн_{max}} := Q_{зн_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 6.667 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{пн_{ср}} := Q_{зн_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 5.556 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{\text{ПН}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЗН}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.5 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПН}_{\text{min}}} := 3.05 \cdot (1 + E)^5 = 3.177 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$R_{\text{ПН}_{\text{max}}} := R_{\text{ЛН}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.813 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПН}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЛН}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.51 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПН}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЛН}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.618 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПН}_{\text{min}}} := 3.79 \cdot (1 + E)^5 = 3.948 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПН}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЛН}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.875 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПН}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЛН}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.563 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПН}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЛН}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.828 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПН}_{\text{min}}} := 1.07 \cdot (1 + E)^5 = 1.115 \quad \text{МВар}$$

ПС Энергия:

Для СН:

Для зимы:

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЗЭ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 29.479 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЗЭ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 24.566 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЗЭ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 28.743 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{min}}} := 20.79 \cdot (1 + E)^5 = 21.656 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЗЭ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 3.406 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЗЭ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 2.839 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЗЭ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 3.321 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{min}}} := 1.05 \cdot (1 + E)^5 = 1.094 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЛЭ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 5.083 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЛЭ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.236 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЛЭ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.956 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{min}}} := 1.76 \cdot (1 + E)^5 = 1.833 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЛЭ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 2.167 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЛЭ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.806 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЛЭ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 2.112 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{min}}} := 0.62 \cdot (1 + E)^5 = 0.646 \quad \text{МВар}$$

Для НН:

Для зимы:

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЗЭ1}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.802 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЗЭ1}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.002 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЗЭ1}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 4.683 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПЭ}_{\text{min}}} := 2.09 \cdot (1 + E)^5 = 2.177 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЗЭ1}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.771 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПЭ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЗЭ1}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.642 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{пээф} := Q_{зэ1эф} \cdot (1 + E)^5 = 0.752 \text{ МВар}$$

$$Q_{пэmin} := 0.19 \cdot (1 + E)^5 = 0.198 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$R_{пэmax} := R_{лэ2max} \cdot (1 + E)^5 = 1 \text{ МВт}$$

$$R_{пэср} := R_{лэ2ср} \cdot (1 + E)^5 = 0.833 \text{ МВт}$$

$$R_{пээф} := R_{лэ2эф} \cdot (1 + E)^5 = 0.975 \text{ МВт}$$

$$R_{пэmin} := 0.27 \cdot (1 + E)^5 = 0.281 \text{ МВт}$$

$$Q_{пэmax} := Q_{лэ2max} \cdot (1 + E)^5 = 0.406 \text{ МВар}$$

$$Q_{пэср} := Q_{лэ2ср} \cdot (1 + E)^5 = 0.339 \text{ МВар}$$

$$Q_{пээф} := Q_{лэ2эф} \cdot (1 + E)^5 = 0.396 \text{ МВар}$$

$$Q_{пэmin} := 0.1 \cdot (1 + E)^5 = 0.104 \text{ МВар}$$

ПС Светлая:

Для 110:

Для зимы:

$$R_{псвmax} := R_{зсвmax} \cdot (1 + E)^5 = 56.136 \text{ МВт}$$

$$R_{псвср} := R_{зсвср} \cdot (1 + E)^5 = 46.78 \text{ МВт}$$

$$R_{псвэф} := R_{зсвэф} \cdot (1 + E)^5 = 54.733 \text{ МВт}$$

$$R_{псвmin} := 40.48 \cdot (1 + E)^5 = 42.167 \text{ МВт}$$

$$Q_{псвmax} := Q_{зсвmax} \cdot (1 + E)^5 = 7.042 \text{ МВар}$$

$$Q_{псвср} := Q_{зсвср} \cdot (1 + E)^5 = 5.868 \text{ МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЗСВ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.865 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 3.91 \cdot (1 + E)^5 = 4.073 \quad \text{МВар}$$

Для лета:

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЛСВ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 40.563 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 33.802 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЛСВ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 39.549 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 25.45 \cdot (1 + E)^5 = 26.511 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЛСВ}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.375 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЛСВ}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.146 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЛСВ}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.341 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 0.2 \cdot (1 + E)^5 = 0.208 \quad \text{МВар}$$

Для 35:

Для зимы:

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЗСВ1}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 8.083 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЗСВ1}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 6.736 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЗСВ1}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 7.882 \quad \text{МВт}$$

$$R_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 5.09 \cdot (1 + E)^5 = 5.302 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЗСВ1}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.604 \quad \text{МВар}$$

$$Q_{\text{ПСВ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЗСВ1}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 1.337 \quad \text{МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$\underline{Q_{псв_{эф}}} := Q_{зсв1_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 1.565 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{псв_{мин}}} := 0.92 \cdot (1 + E)^5 = 0.958 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$\underline{R_{псв_{max}}} := R_{лсв2_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 2.885 \text{ МВт}$$

$$\underline{R_{псв_{ср}}} := R_{лсв2_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 2.405 \text{ МВт}$$

$$\underline{R_{псв_{эф}}} := R_{лсв2_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 2.814 \text{ МВт}$$

$$\underline{R_{псв_{мин}}} := 1.09 \cdot (1 + E)^5 = 1.135 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{псв_{max}}} := Q_{лсв2_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 1.385 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{псв_{ср}}} := Q_{лсв2_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 1.155 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{псв_{эф}}} := Q_{лсв2_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 1.352 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{псв_{мин}}} := 0.1 \cdot (1 + E)^5 = 0.104 \text{ МВар}$$

Для 10:

Для зимы:

$$\underline{R_{псв_{max}}} := R_{зсв3_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 2.156 \text{ МВт}$$

$$\underline{R_{псв_{ср}}} := R_{зсв3_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 1.797 \text{ МВт}$$

$$\underline{R_{псв_{эф}}} := R_{зсв3_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 2.102 \text{ МВт}$$

$$\underline{R_{псв_{мин}}} := 1.01 \cdot (1 + E)^5 = 1.052 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{псв_{max}}} := Q_{зсв3_{max}} \cdot (1 + E)^5 = 0.396 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{псв_{ср}}} := Q_{зсв3_{ср}} \cdot (1 + E)^5 = 0.33 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q_{псв_{эф}}} := Q_{зсв3_{эф}} \cdot (1 + E)^5 = 0.386 \text{ МВар}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет нагрузок в MathCad 15

$$\underline{Q}_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 0.11 \cdot (1 + E)^5 = 0.115 \text{ МВар}$$

Для лета:

$$\underline{R}_{\text{ПСВ}_{\text{max}}} := R_{\text{ЛСВ4}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.656 \text{ МВт}$$

$$\underline{R}_{\text{ПСВ}_{\text{ср}}} := R_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.547 \text{ МВт}$$

$$\underline{R}_{\text{ПСВ}_{\text{эф}}} := R_{\text{ЛСВ4}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.64 \text{ МВт}$$

$$\underline{R}_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 0.11 \cdot (1 + E)^5 = 0.115 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q}_{\text{ПСВ}_{\text{max}}} := Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{max}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.365 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q}_{\text{ПСВ}_{\text{ср}}} := Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{ср}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.304 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q}_{\text{ПСВ}_{\text{эф}}} := Q_{\text{ЛСВ4}_{\text{эф}}} \cdot (1 + E)^5 = 0.355 \text{ МВар}$$

$$\underline{Q}_{\text{ПСВ}_{\text{min}}} := 0.1 \cdot (1 + E)^5 = 0.104 \text{ МВар}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

Сопротивления ВЛ:

ЗГЭС – Магдагачи

АС – 400

$$r_0 := 0.075 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.42 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.7 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_1 := 133.5 \text{ км}$$

$$r_1 := r_0 \cdot l_1 = 10.012 \text{ Ом} \quad x_1 := x_0 \cdot l_1 = 56.07 \text{ Ом}$$

$$b_1 := b_0 \cdot l_1 = 3.604 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Магдагачи - Гонжа тяга

АСО – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_2 := 35.95 \text{ км}$$

$$r_2 := r_0 \cdot l_2 = 3.523 \text{ Ом} \quad x_2 := x_0 \cdot l_2 = 15.423 \text{ Ом}$$

$$b_2 := b_0 \cdot l_2 = 9.491 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Гонжа тяга - Талдан тяга 1

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_3 := 45.6 \text{ км}$$

$$r_3 := r_0 \cdot l_3 = 4.469 \text{ Ом} \quad x_3 := x_0 \cdot l_3 = 19.562 \text{ Ом}$$

$$b_3 := b_0 \cdot l_3 = 1.204 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Талдан тяга 1 - Талдан тяга 3

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_4 := 0.34 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

$$r_4 := r_0 \cdot l_4 = 0.033 \text{ Ом} \quad x_4 := x_0 \cdot l_4 = 0.146 \text{ Ом}$$

$$b_4 := b_0 \cdot l_4 = 8.976 \times 10^{-7} \text{ См}$$

Магдагачи - Талдан тяга 2

АС – 240

$$r_0 := 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_5 := 77.7 \text{ км}$$

$$r_5 := r_0 \cdot l_5 = 9.402 \text{ Ом} \quad x_5 := x_0 \cdot l_5 = 33.8 \text{ Ом}$$

$$b_5 := b_0 \cdot l_5 = 2.02 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Талдан тяга 2 - Талдан тяга 3

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_6 := 0.4 \text{ км}$$

$$r_6 := r_0 \cdot l_6 = 0.039 \text{ Ом} \quad x_6 := x_0 \cdot l_6 = 0.172 \text{ Ом}$$

$$b_6 := b_0 \cdot l_6 = 1.056 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Талдан тяга 1 - Сковородино

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_7 := 69.3 \text{ км}$$

$$r_7 := r_0 \cdot l_7 = 6.791 \text{ Ом} \quad x_7 := x_0 \cdot l_7 = 29.73 \text{ Ом}$$

$$b_7 := b_0 \cdot l_7 = 1.83 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Талдан тяга 2 - Ульручыи тяга

АС – 240

$$r_0 := 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_8 := 47.6 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

$$r_8 := r_0 \cdot l_8 = 5.76 \text{ Ом} \quad x_8 := x_0 \cdot l_8 = 20.706 \text{ Ом}$$

$$b_8 := b_0 \cdot l_8 = 1.238 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Ульручыи тяга - Сковородино

АС – 240

$$r_0 := 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_9 := 25.8 \text{ км}$$

$$r_9 := r_0 \cdot l_9 = 3.122 \text{ Ом} \quad x_9 := x_0 \cdot l_9 = 11.223 \text{ Ом}$$

$$b_9 := b_0 \cdot l_9 = 6.708 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Сковородино - Сковородино тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{10} := 5.3 \text{ км}$$

$$r_{10} := r_0 \cdot l_{10} = 0.519 \text{ Ом} \quad x_{10} := x_0 \cdot l_{10} = 2.274 \text{ Ом}$$

$$b_{10} := b_0 \cdot l_{10} = 1.399 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Сковородино - Сковородино тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{11} := 5.3 \text{ км}$$

$$r_{11} := r_0 \cdot l_{11} = 0.519 \text{ Ом} \quad x_{11} := x_0 \cdot l_{11} = 2.274 \text{ Ом}$$

$$b_{11} := b_0 \cdot l_{11} = 1.399 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Сковородино - БАМ тяга

АС – 300

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{12} := 25.9 \text{ км}$$

$$r_{12} := r_0 \cdot l_{12} = 2.538 \text{ Ом} \quad x_{12} := x_0 \cdot l_{12} = 11.111 \text{ Ом}$$

$$b_{12} := b_0 \cdot l_{12} = 6.838 \times 10^{-5} \text{ См}$$

БАМ тяга - Б.Омутная тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{13} := 104.8 \text{ км}$$

$$r_{13} := r_0 \cdot l_{13} = 10.27 \text{ Ом} \quad x_{13} := x_0 \cdot l_{13} = 44.959 \text{ Ом}$$

$$b_{13} := b_0 \cdot l_{13} = 2.767 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Б.Омутная тяга - Ерофей Павлович тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{14} := 24.1 \text{ км}$$

$$r_{14} := r_0 \cdot l_{14} = 2.362 \text{ Ом} \quad x_{14} := x_0 \cdot l_{14} = 10.339 \text{ Ом}$$

$$b_{14} := b_0 \cdot l_{14} = 6.362 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Сковородино - Уруша тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{15} := 75.6 \text{ км}$$

$$r_{15} := r_0 \cdot l_{15} = 7.409 \text{ Ом} \quad x_{15} := x_0 \cdot l_{15} = 32.432 \text{ Ом}$$

$$b_{15} := b_0 \cdot l_{15} = 1.996 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

Уруша тяга - Ерофей Павлович тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{16} := 64.6 \text{ км}$$

$$r_{16} := r_0 \cdot l_{16} = 6.331 \text{ Ом} \quad x_{16} := x_0 \cdot l_{16} = 27.713 \text{ Ом}$$

$$b_{16} := b_0 \cdot l_{16} = 1.705 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Ерофей Павлович тяга - Аячи тяга

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{17} := 26.5 \text{ км}$$

$$r_{17} := r_0 \cdot l_{17} = 2.597 \text{ Ом} \quad x_{17} := x_0 \cdot l_{17} = 11.368 \text{ Ом}$$

$$b_{17} := b_0 \cdot l_{17} = 6.996 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Аячи тяга - Амазар

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{18} := 72.2 \text{ км}$$

$$r_{18} := r_0 \cdot l_{18} = 7.076 \text{ Ом} \quad x_{18} := x_0 \cdot l_{18} = 30.974 \text{ Ом}$$

$$b_{18} := b_0 \cdot l_{18} = 1.906 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Амазар - Могоча

АСО – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{19} := 85.37 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

$$r_{19} := r_0 \cdot l_{19} = 8.366 \quad \text{Ом} \quad x_{19} := x_0 \cdot l_{19} = 36.624 \quad \text{Ом}$$

$$b_{19} := b_0 \cdot l_{19} = 2.254 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Ерофей Павлович тяга - Чичатка

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{20} := 52.7 \quad \text{км}$$

$$r_{20} := r_0 \cdot l_{20} = 5.165 \quad \text{Ом} \quad x_{20} := x_0 \cdot l_{20} = 22.608 \quad \text{Ом}$$

$$b_{20} := b_0 \cdot l_{20} = 1.391 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Чичатка - Семиозёрный

АСО – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{21} := 87.27 \quad \text{км}$$

$$r_{21} := r_0 \cdot l_{21} = 8.552 \quad \text{Ом} \quad x_{21} := x_0 \cdot l_{21} = 37.439 \quad \text{Ом}$$

$$b_{21} := b_0 \cdot l_{21} = 2.304 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Семиозёрный - Могоча

АСО – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{22} := 44.04 \quad \text{км}$$

$$r_{22} := r_0 \cdot l_{22} = 4.316 \quad \text{Ом} \quad x_{22} := x_0 \cdot l_{22} = 18.893 \quad \text{Ом}$$

$$b_{22} := b_0 \cdot l_{22} = 1.163 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

Сковородино - Тында 1 цепь

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{23} := 156.9 \text{ км}$$

$$r_{23} := r_0 \cdot l_{23} = 15.376 \text{ Ом} \quad x_{23} := x_0 \cdot l_{23} = 67.31 \text{ Ом}$$

$$b_{23} := b_0 \cdot l_{23} = 4.142 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Сковородино - Тында 2 цепь

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{24} := 155.3 \text{ км}$$

$$r_{24} := r_0 \cdot l_{24} = 15.219 \text{ Ом} \quad x_{24} := x_0 \cdot l_{24} = 66.624 \text{ Ом}$$

$$b_{24} := b_0 \cdot l_{24} = 4.1 \times 10^{-4} \text{ См}$$

Тында - НПС-20

АС – 240

$$r_0 := 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{25} := 19.436 \text{ км}$$

$$r_{25} := r_0 \cdot l_{25} = 2.352 \text{ Ом} \quad x_{25} := x_0 \cdot l_{25} = 8.455 \text{ Ом}$$

$$b_{25} := b_0 \cdot l_{25} = 5.053 \times 10^{-5} \text{ См}$$

Тында - НПС-19 1

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{26} := 180 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

$$r_{26} := r_0 \cdot l_{26} = 17.64 \quad \text{Ом} \quad x_{26} := x_0 \cdot l_{26} = 77.22 \quad \text{Ом}$$

$$b_{26} := b_0 \cdot l_{26} = 4.752 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

НПС-19 1 - НПС-19 2

АС – 240

$$r_{0} := 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_{0} := 0.435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{0} := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{27} := 8.1 \quad \text{км}$$

$$r_{27} := r_0 \cdot l_{27} = 0.98 \quad \text{Ом} \quad x_{27} := x_0 \cdot l_{27} = 3.523 \quad \text{Ом}$$

$$b_{27} := b_0 \cdot l_{27} = 2.106 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

НПС-19 1,2 - НГРЭС

АС – 300

$$r_{0} := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_{0} := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{0} := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{28} := 4 \quad \text{км}$$

$$r_{28} := r_0 \cdot l_{28} = 0.392 \quad \text{Ом} \quad x_{28} := x_0 \cdot l_{28} = 1.716 \quad \text{Ом}$$

$$b_{28} := b_0 \cdot l_{28} = 1.056 \times 10^{-5} \quad \text{См}$$

Магдагачи - Сковородино

АС – 300

$$r_{0} := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_{0} := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_{0} := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{29} := 154.9 \quad \text{км}$$

$$r_{29} := r_0 \cdot l_{29} = 15.18 \quad \text{Ом} \quad x_{29} := x_0 \cdot l_{29} = 66.452 \quad \text{Ом}$$

$$b_{29} := b_0 \cdot l_{29} = 4.089 \times 10^{-4} \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт параметров ЛЭП в MathCad 15

ЗГЭС - Энергия отпайка 1,2 цепь

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{30} := 3.5 \text{ км}$$

$$r_{30} := r_0 \cdot l_{30} = 0.343 \text{ Ом} \quad x_{30} := x_0 \cdot l_{30} = 1.502 \text{ Ом}$$

$$b_{30} := b_0 \cdot l_{30} = 9.24 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Энергия отпайка - Энергия

АС – 300

$$r_0 := 0.098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.64 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{31} := 2.14 \text{ км}$$

$$r_{31} := r_0 \cdot l_{31} = 0.21 \text{ Ом} \quad x_{31} := x_0 \cdot l_{31} = 0.918 \text{ Ом}$$

$$b_{31} := b_0 \cdot l_{31} = 5.65 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Энергия отпайка - Светлая 1,2 цепь

АС – 240

$$r_0 := 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad x_0 := 0.435 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad b_0 := 2.6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}} \quad l_{32} := 6.84 \text{ км}$$

$$r_{32} := r_0 \cdot l_{25} = 2.352 \text{ Ом} \quad x_{32} := x_0 \cdot l_{25} = 8.455 \text{ Ом}$$

$$b_{32} := b_0 \cdot l_{25} = 5.053 \times 10^{-5} \text{ См}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Технический анализ варианта реконструкции в
MathCad 15

Компенсация реактивной мощности:

$$N_a := 24.54^2 \cdot 154.9 + 75.11^2 \cdot 156.9 \cdot 2 + 30.8^2 \cdot 188.1 \cdot 2 \dots = 2.328 \times 10^6 \\ + 26.46^2 \cdot 12.1 \cdot 2 + 66.38^2 \cdot 8.77 \cdot 2 + 34.28^2 \cdot 5.67 \cdot 2$$

$$N_p := 22.02^2 \cdot 154.9 + 9.58^2 \cdot 156.9 \cdot 2 + 8.22^2 \cdot 188.1 \cdot 2 \dots = 1.32 \times 10^5 \\ + 6.67^2 \cdot 12.1 \cdot 2 + 9.04^2 \cdot 8.77 \cdot 2 + 4.18^2 \cdot 5.67 \cdot 2$$

$$X := 0.42$$

$$Q_l := \frac{(N_a + N_p) \cdot 10^3 \cdot X}{220^2} = 2.135 \times 10^4$$

$$L := 526.44 \quad \text{км}$$

$$q_c := 0.14$$

$$Q_{cl} := q_c \cdot L = 73.702 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{нб} := 0.98 \cdot 59.7 + 26.4 + (21.35 - Q_{cl}) = 32.554 \quad \text{Мвар}$$

Выбор ЛЭП ПС Сквородино - ПС Магдагачи

$$P_{\max} := 75.11 \quad \text{МВт} \quad Q_{\max} := 9.58 \quad \text{Мвар}$$

$$n := 1 \quad U_H := 220 \quad \text{кВ}$$

$$I_{\max} := \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{n \cdot U_H \cdot \sqrt{3}} = 0.199 \quad \text{кА}$$

$$a_i := 1.05 \quad a_t := 1$$

$$I_{\text{расч}} := I_{\max} \cdot a_i \cdot a_t = 0.209 \quad \text{кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт ТКЗ и выбор оборудования в MathCad 15

Расчет сопротивлений линий

ЗГЭС – Магдагачи

$$x_{o.1} := x_1 \cdot 3 = 168.21 \quad \text{Ом}$$

Гонжа тяга - Талдан тяга 1

$$x_{o.3} := x_3 \cdot 3 = 58.687 \quad \text{Ом}$$

Магдагачи - Талдан тяга 2

$$x_{o.5} := x_5 \cdot 3 = 101.399 \quad \text{Ом}$$

Талдан тяга 1 - Сковородино

$$x_{o.7} := x_7 \cdot 3 = 89.189 \quad \text{Ом}$$

Ульручы тяга - Сковородино

$$x_{o.9} := x_9 \cdot 3 = 33.669 \quad \text{Ом}$$

Сковородино - Сковородино тяга

$$x_{o.11} := x_{11} \cdot 3 = 6.821 \quad \text{Ом}$$

БАМ тяга - Б.Омутная тяга

$$x_{o.13} := x_{13} \cdot 3 = 134.878 \quad \text{Ом}$$

Сковородино - Уруша тяга

$$x_{o.15} := x_{15} \cdot 3 = 97.297 \quad \text{Ом}$$

Ерофей Павлович тяга - Аячи тяга

$$x_{o.17} := x_{17} \cdot 3 = 34.105 \quad \text{Ом}$$

Магдагачи - Гонжа тяга

$$x_{o.2} := x_2 \cdot 3 = 46.268 \quad \text{Ом}$$

Талдан тяга 1 - Талдан тяга 3

$$x_{o.4} := x_4 \cdot 3 = 0.438 \quad \text{Ом}$$

Талдан тяга 2 - Талдан тяга 3

$$x_{o.6} := x_6 \cdot 3 = 0.515 \quad \text{Ом}$$

Талдан тяга 2 - Ульручы тяга

$$x_{o.8} := x_8 \cdot 3 = 62.118 \quad \text{Ом}$$

Сковородино - Сковородино тяга

$$x_{o.10} := x_{10} \cdot 3 = 6.821 \quad \text{Ом}$$

Сковородино - БАМ тяга

$$x_{o.12} := x_{12} \cdot 3 = 33.333 \quad \text{Ом}$$

Б.Омутная тяга - Ерофей Павлович тяга

$$x_{o.14} := x_{14} \cdot 3 = 31.017 \quad \text{Ом}$$

Уруша тяга - Ерофей Павлович тяга

$$x_{o.16} := x_{16} \cdot 3 = 83.14 \quad \text{Ом}$$

Аячи тяга - Амазар

$$x_{o.18} := x_{18} \cdot 3 = 92.921 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчёт ТКЗ и выбор оборудования в MathCad 15

Амазар - Могоча

$$x_{o.19} := x_{19} \cdot 3 = 109.871 \quad \text{Ом}$$

Ерофей Павлович тяга - Чичатка

$$x_{o.20} := x_{20} \cdot 3 = 67.825 \quad \text{Ом}$$

Чичатка - Семиозёрный

$$x_{o.21} := x_{21} \cdot 3 = 112.316 \quad \text{Ом}$$

Семиозёрный - Могоча

$$x_{o.22} := x_{22} \cdot 3 = 56.679 \quad \text{Ом}$$

Сковородино - Тында 1 цепь

$$x_{o.23} := x_{23} \cdot 3 = 201.93 \quad \text{Ом}$$

Сковородино - Тында 2 цепь

$$x_{o.24} := x_{24} \cdot 3 = 199.871 \quad \text{Ом}$$

Тында - НПС-20

$$x_{o.25} := x_{25} \cdot 3 = 25.364 \quad \text{Ом}$$

Тында - НПС-19 1

$$x_{o.26} := x_{26} \cdot 3 = 231.66 \quad \text{Ом}$$

НПС-19 1 - НПС-19 2

$$x_{o.27} := x_{27} \cdot 3 = 10.57 \quad \text{Ом}$$

НПС-19 1,2 - НГРЭС

$$x_{o.28} := x_{28} \cdot 3 = 5.148 \quad \text{Ом}$$

Магдагачи - Сковородино

$$x_{o.29} := x_{29} \cdot 3 = 199.356 \quad \text{Ом}$$

ЗГЭС - Энергия отпайка 1,2 цепь

$$x_{o.30} := x_{30} \cdot 3 = 4.505 \quad \text{Ом}$$

Энергия отпайка - Энергия

$$x_{o.31} := x_{31} \cdot 3 = 2.754 \quad \text{Ом}$$

Энергия отпайка - Светлая 1,2 цепь

$$x_{o.32} := x_{32} \cdot 3 = 25.364 \quad \text{Ом}$$

Расчет параметров генераторов для схемы замещения

Нерюнгинская ГРЭС

$$E_T := 230$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчёт ТКЗ и выбор оборудования в MathCad 15

Сопротивление прямой последовательности

$$X_{Г.п.п} := \frac{0.131 \cdot 6.6^2}{75} = 0.076$$

Сопротивление обратной последовательности

$$X_{Г.об.п} := X_{Г.п.п} \cdot 1.22 = 0.093$$

Зейская ГЭС

$$E_{гв} := 230$$

Сопротивление прямой последовательности

$$X_{Г.п.п} := \frac{0.24 \cdot 13.8^2}{394} = 0.116$$

Сопротивление обратной последовательности

$$X_{Г.об.п} := X_{Г.п.п} \cdot 1.22 = 0.142$$

$$T_{a.220} := 0.04$$

$$T_{a.35} := 0.02$$

$$T_{a.10} := 0.01$$

$$k_{y.220} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.220}}} = 1.779$$

$$k_{y.35} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.35}}} = 1.607$$

$$k_{y.10} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.10}}} = 1.368$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчёт ТКЗ и выбор оборудования в MathCad 15

ПС Магдагачи

$$I_{ВН_3\phi} := 4.532 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд_220} := \sqrt{2} \cdot k_{у.220} \cdot I_{ВН_3\phi} = 11.401 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао.220} := \sqrt{2} \cdot I_{ВН_3\phi} = 6.409 \quad \text{кА}$$

$$I_{СН_3\phi} := 7.498 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд_35} := \sqrt{2} \cdot k_{у.35} \cdot I_{СН_3\phi} = 17.035 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао.35} := \sqrt{2} \cdot I_{СН_3\phi} = 10.604 \quad \text{кА}$$

$$I_{НН_3\phi} := 10.753 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд_10} := \sqrt{2} \cdot k_{у.10} \cdot I_{НН_3\phi} = 20.801 \quad \text{кА}$$

$$i_{ао.10} := \sqrt{2} \cdot I_{НН_3\phi} = 15.207 \quad \text{кА}$$

Выбор ошиновки и изоляторов

$$E_0 := 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.11}} \right) = 31.897 \quad \text{кВ/см}$$

$$E := \frac{0.354 \cdot 220}{1.11 \cdot 2.657} = 26.407 \quad \text{кВ/см}$$

$$1.07 \cdot E = 28.255$$

$$0.9 \cdot E_0 = 28.708$$

Выбор и проверка выключателей

$$Вк220 := (I_{ВН_3\phi})^2 \cdot (0.04 + 0.34) = 7.805$$

$$I_{от220} := \sqrt{2} \cdot I_{ВН_3\phi} \cdot e^{\frac{-(0.01)}{0.04}} = 4.992$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Расчёт молниезащиты в MathCad 15

Исходные данные:

Номинальное напряжение ОРУ: 220 кВ

Число ячеек: 11

Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 6

Климатическая зона: 3

Сечение ВЛ: 300 мм²

Толщина первого слоя грунта: 0,35 м

Ток короткого замыкания: 2.053 кА

Время срабатывания защиты: 0,2 сек

Состав грунта 1-го/2-го слоя: почва/песчано линястые отложения

1. Расчет заземлителя

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_1 := 100$

Толщина верхнего слоя грунта, (м) $h_1 := 0.35$

Климатическая зона $N_{\text{кз}} := 3$

Ток однофазного короткого замыкания, (кА) $I_{\text{кз}} := 2.053$

Время отключения, (с) $t_{\text{сз}} := 0.3$

Вспомогательный коэффициент для стали $\beta := 21$

Ток молнии, (кА) $I_{\text{м}} := 55$

1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для третьей климатической зоны $\psi := 1.25$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м) $\rho_{1v} := 100$
удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м): $\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 80 \quad \rho_2 = 80$

2. Рассчитываем контур сетки заземлителя.

$A := 99$ длина ПС, (м).

$B := 51.5$ ширина ПС, (м).

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС, (м²)

$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2) \quad S = 5.559 \times 10^3$

3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$d_{пр_гор} := 10$ мм $I_{кз} := 3036.3$ А

$F_{мехпроч} := 78.5$ мм²

Определяем сечение прутка по термической стойкости, (мм²)

$F_{Тс} := \sqrt{\frac{(I_{кз})^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{Тс} = 18.145 \quad t_{сз} = 0.3$

4. Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости.

$a_0 := 0.243 \quad a_2 := 0.003$ средние значения коэффициентов, зависящие от
 $a_1 := 0.041 \quad a_3 := 0.005$ грунта.

$T := 240$ время использования заземления, (месяцы).

$S_{ср} := a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot (\ln(T)) + a_0 \quad S_{ср} = 0.932$

$F_{кор} := 3.14 \cdot S_{ср} \cdot (d_{пр_гор} + S_{ср}) \quad F_{кор} = 31.975$ мм²

$F_{min} := F_{кор} + F_{Тс} \quad F_{min} = 50.12$ мм² $F_{мехпроч} := 78.5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

т.к. $F_{\text{мехпроч}}$ больше F_{min} , то условие выполняется.

$H_{\text{ww}} := 1.6$ для третьей климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта, (м).

$h_{\text{верт}} := 0.8$ глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{\text{верт}} := 12$ диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{\text{верт}} := 5$ длина вертикального прутка, (м).

5. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$a_{\text{гор}} := 6$ расстояние между полосами сетки, (м).

$$w := \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad w = 8.583 \quad \underline{w} := 10 \quad w' := \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad w' = 16.5 \quad \underline{w'} := 17$$

$$L_{\text{гор}} := A \cdot w + B \cdot w' \quad L_{\text{гор}} = 1.865 \times 10^3$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{\text{гор}} := \sqrt{S} \quad l_{\text{гор}} = 74.559$$

Определяем число ячеек:

$$\underline{m} := \frac{L_{\text{гор}}}{2\sqrt{S}} - 1 \quad \underline{m} := 11.538$$

$$\underline{m} := 12$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad L_{\text{ячейки}} = 6.213$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 1.939 \times 10^3$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad n'_B = 24.853$$

принимаем количество вертикальных электродов $n_B := 27$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта, (Ом):

$$\frac{I_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.067 \quad \text{следовательно} \quad A' := 0.1$$

$$R_s := 180 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot I_{\text{верт}}} \right) = 0.328$$

Находим импульсный коэффициент

$$\alpha_{\text{и}} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(180 + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.496 \quad \alpha_{\text{и}} = 1.496$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{\text{и}} := R_s \cdot \alpha_{\text{и}} \quad R_{\text{и}} = 0.491$$

2. Расчет молниезащиты

1. Защита на уровне земли и первого защищаемого объекта

$$H := 30.5 \quad \text{высота молниеотвода, (м)}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)

$$L_{M12} := 30.6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

$h_{1i} := 11$ высота защищаемого объекта, (м).

$h_{2i} := 7.6$ высота защищаемого объекта 2, (м).

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф1}} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф1}} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o1} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o1} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co1} := r_{o1} \quad r_{co1} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{1c.g.} := h_{\text{эф1}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M12} - H) \quad h_{1c.g.} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{1cx1} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{1i}}{h_{1c.g.}} \quad r_{1cx2} := r_{co1} \cdot \frac{h_{1c.g.} - h_{2i}}{h_{1c.g.}}$$

$$r_{1cx1} = 18.2 \quad r_{1cx2} = 22.393$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x1} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф1}}}\right) \quad r_{1x2} := r_{o1} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф1}}}\right)$$

$$r_{1x1} = 18.244 \quad r_{1x2} = 22.4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)

$$L_{M23} := 30.7$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}2} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф}2} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o2} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o2} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co2} := r_{o2} \quad r_{co2} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{2c.g.} := h_{\text{эф}2} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M23} - H) \quad h_{2c.g.} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{2cx1} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{1i}}{h_{2c.g.}} \quad r_{2cx2} := r_{co2} \cdot \frac{h_{2c.g.} - h_{2i}}{h_{2c.g.}}$$

$$r_{2cx1} = 18.2 \quad r_{2cx2} = 22.387$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2x1} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф}2}}\right) \quad r_{2x2} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф}2}}\right)$$

$$r_{2x1} = 18.2 \quad r_{2x2} = 22.4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Расстояние между молниеотводами 3 и 4, (м)

$$L_{M34} := 35.3$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф3}} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф3}} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o3} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o3} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co3} := r_{o3} \quad r_{co3} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{3c.g.} := h_{\text{эф3}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M34} - H) \quad h_{2c.g.} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{cx31} := r_{co2} \cdot \frac{h_{3c.g.} - h_{1i}}{h_{3c.g.}} = 17.7 \quad r_{cx32} := r_{co2} \cdot \frac{h_{3c.g.} - h_{2i}}{h_{3c.g.}} = 22.081$$

$$r_{cx31} = 17.8 \quad r_{cx32} = 22.081$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{3x1} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф3}}}\right) \quad r_{3x2} := r_{o2} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф3}}}\right)$$

$$r_{3x1} = 18.2 \quad r_{3x2} = 22.4$$

Расстояние между молниеотводами 4 и 5, (м)

$$L_{M45} := 45.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф4}} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф4}} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{\text{o4}} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{\text{o4}} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{\text{co4}} := r_{\text{o4}} \quad r_{\text{co4}} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{4\text{с.г.}} := h_{\text{эф4}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{\text{M45}} - H) \quad h_{4\text{с.г.}} = 23.2$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{\text{cx41}} := r_{\text{co4}} \cdot \frac{h_{4\text{с.г.}} - h_{1i}}{h_{4\text{с.г.}}} = 16.666 \quad r_{\text{cx41}} = 16.7$$

$$r_{\text{cx42}} := r_{\text{co4}} \cdot \frac{h_{4\text{с.г.}} - h_{2i}}{h_{4\text{с.г.}}} = 21.309 \quad r_{\text{cx42}} = 21.309$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{4x1} := r_{\text{o4}} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф4}}}\right) \quad r_{4x2} := r_{\text{o4}} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф4}}}\right)$$

$$r_{4x1} = 18.2 \quad r_{4x2} = 22.4$$

Расстояние между молниеотводами 5 и 6, (м)

$$L_{\text{M56}} := 35.3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф5}} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф5}} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o5} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o5} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co5} := r_{o5} \quad r_{co5} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{5c.g.} := h_{\text{эф5}} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M56} - H) \quad h_{5c.g.} = 25.1$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{5cx1} := r_{co5} \cdot \frac{h_{5c.g.} - h_{1i}}{h_{5c.g.}} \quad r_{5cx2} := r_{co5} \cdot \frac{h_{5c.g.} - h_{2i}}{h_{5c.g.}}$$

$$r_{5cx1} = 17.8 \quad r_{5cx2} = 22.081$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{5x1} := r_{o5} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф5}}}\right) \quad r_{5x2} := r_{o5} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф5}}}\right)$$

$$r_{5x1} = 18.244 \quad r_{5x2} = 22.4$$

Расстояние между молниеотводами 6 и 7, (м)

$$L_{M67} := 35.3$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф6}} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф6}} = 25.9$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o6} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o6} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co6} := r_{o6} \quad r_{co6} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{6c.g.} := h_{\text{эф}6} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M67} - H) \quad h_{6c.g.} = 25.1$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{6cx1} := r_{co6} \cdot \frac{h_{6c.g.} - h_{1i}}{h_{6c.g.}} \quad r_{6cx2} := r_{co6} \cdot \frac{h_{6c.g.} - h_{2i}}{h_{6c.g.}}$$

$$r_{6cx1} = 17.8 \quad r_{6cx2} = 22.081$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{6x1} := r_{o6} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф}6}}\right) \quad r_{6x2} := r_{o6} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф}6}}\right)$$

$$r_{6x1} = 18.244 \quad r_{6x2} = 22.4$$

Расстояние между молниеотводами 7 и 8, (м)

$$L_{M78} := 31.5$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}7} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф}7} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o7} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o7} = 31.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co7} := r_{o7} \quad r_{co7} = 31.7$$

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{7c.g.} := h_{\text{эф}7} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{M78} - H) \quad h_{7c.g.} = 25.7$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{7cx1} := r_{co7} \cdot \frac{h_{7c.g.} - h_{1i}}{h_{7c.g.}} \quad r_{7cx2} := r_{co7} \cdot \frac{h_{7c.g.} - h_{2i}}{h_{7c.g.}}$$

$$r_{7cx1} = 18.2 \quad r_{7cx2} = 22.335$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{7x1} := r_{o7} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{\text{эф}7}}\right) \quad r_{7x2} := r_{o7} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{\text{эф}7}}\right)$$

$$r_{7x1} = 18.244 \quad r_{7x2} = 22.4$$

Расстояние между молниеотводами δ и l , (м)

$$L_{M81} := 45.7$$

Эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{\text{эф}8} := 0.85 \cdot H \quad h_{\text{эф}8} = 25.9$$

Половина ширины внутренней зоны, (м):

$$r_{o8} := (1.1 - 0.002 \cdot H) \cdot H \quad r_{o8} = 31.7$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии, (м): $h < L_M \leq 2 \cdot h$

$$r_{co8} := r_{o8} \quad r_{co8} = 31.7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Минимальная высота зоны защиты, (м):

$$h_{8с.г.} := h_{эф8} - (0.17 + 0.0003 \cdot H) \cdot (L_{м81} - H) \quad h_{8с.г.} = 23.2$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта, (м):

$$r_{8сх1} := r_{сo8} \cdot \frac{h_{8с.г.} - h_{1i}}{h_{8с.г.}} \quad r_{8сх2} := r_{сo8} \cdot \frac{h_{8с.г.} - h_{2i}}{h_{8с.г.}}$$

$$r_{8сх1} = 16.7 \quad r_{8сх2} = 21.309$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{8x1} := r_{o8} \cdot \left(1 - \frac{h_{1i}}{h_{эф8}}\right) \quad r_{8x2} := r_{o8} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф8}}\right)$$

$$r_{8x1} = 18.244 \quad r_{8x2} = 22.4$$

3. Оценка надёжности молниезащиты ПС

Магдагачи

Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение АхВхН:

$$n_{уд} := 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} = 0.555$$

Число грозовых часов в году:

$$D_r := 30$$

Волновое сопротивление ошиновки, Ом:

$$z := 426$$

$l_{гирл} := 0.0175$ - высота подвеса гирлянды на опоре

50% разрядное напряжение, кВ:

$$U_{50\%} := 620$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Критический ток перекрытия изоляции, кА:

$$I_{\text{кр.ток}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} = 2.911$$

$$I_{\text{ОП}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot I_{\text{Гирл}}}{R_{\text{и}}} = 1.261 \times 10^3$$

Вероятность прорыва молнии в зону защиты подстанции:

$$P_{\text{пр}} := 0.005$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$p_{\text{ОП}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{ОП}}} = 0$$

$$p_{\alpha} := 0.005 \quad \text{- вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ}$$

$$\eta_{\text{пр}} := 0.9 \quad \text{- вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу}$$

$$\eta_{\text{оп}} := 0.9 \quad \text{- вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу при обратных перекрытиях}$$

$$h_{\text{с}} := 30.5 \quad \text{- максимальная высота сооружения}$$

$$R_{\text{экв}} := 5 \cdot h_{\text{с}} - \frac{2 \cdot h_{\text{с}}^2}{30} = 90.483 \quad \text{- эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды}$$

$$a_{\text{Г}} := 123.6 \quad \text{- геометрические параметры линии}$$

$$b_{\text{Г}} := 93.6$$

$$N_{\text{Гроз}_ч} := 30$$

$$p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{Гроз}_ч} = 1.5$$

$$N_{\text{пу}} := p_0 \cdot (a_{\text{Г}} + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_{\text{Г}} + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-4}$$

$$N_{\text{пу}} = 2.822 \times 10^{-4} \quad \text{- число случаев перекрытия изоляции} \quad h_{\text{с}} := 30.5$$

$$T_{\text{пу}} := \frac{1}{N_{\text{пу}}} = 3.543 \times 10^3 \quad \text{- средняя повторяемость опасных ПН в годах}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчет молниезащиты в MathCad 15

Определим число опасных перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. превышающих допустимое значение за год.

$$U_{\text{доп}} := 2.2 \cdot 220 = 484 \quad \text{- допустимое напряжение изоляции, кВ}$$

$$Z_{\text{пр_кор}} := 367.961 \quad \text{- волновое сопротивление коронирующей линии}$$

$$I_{\text{пр_эу}} := \frac{2 \cdot U_{\text{доп}}}{Z_{\text{пр_кор}}} = 2.631 \quad \text{- критический ток набегающей волны ПН}$$

$$\psi_{\text{ПР}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{пр_эу}}} = 0.900119 \quad \text{- доля опасных перенапряжений}$$

$$\delta_{\text{оп}} := 0.3 \quad h_{\text{оп}} := 36 \quad \text{- коэффициент для 1 троса, высота опоры}$$

$$I_{\text{оп_эу}} := \frac{U_{\text{доп}}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = 42.866 \quad \text{- критический ток для внутренней изоляции}$$

$$\psi_{\text{ОП}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп_эу}}} = 0.180026 \quad \text{- доля обратных перекрытий}$$

$$N_{\text{ОП}} := 9 \quad N_{\text{оп}} := 50$$

$$\delta_{\text{оп}} := \frac{N_{\text{ОП}}}{N} = 0.18 \quad \text{- доля грозových ударов в опору}$$

$$k_{\text{э}} := 0.6 \quad \text{- коэффициент взаимного перекрытия линии}$$

$$n_{\text{вл}} := 6 \quad \text{- число подходящих линий}$$

$$l_{\text{опас_зоны}} := 1.5 \quad \text{- длина опасной зоны}$$

$$N_{\text{НВ}} := N \cdot N_{\text{гроз_ч}} \cdot l_{\text{опас_зоны}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_{\text{э}}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{\text{ПР}} + \delta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{ОП}} \cdot \psi_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-4}$$

$$N_{\text{НВ}} = 2.43 \times 10^{-3}$$

$$T_{\text{НВ}} := \frac{1}{N_{\text{НВ}}} = 411.468 \quad \text{- повторяемость опасных ПН при набегаании волны}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

1. Расчет параметров сетевого оборудования.

1.1 Расчет параметров трансформаторов.

Расчетные параметры трансформатора ТДТНЖ-40000/220:

$$S_{Т.НОМ.ВН} := 40000$$

$$S_{Т.НОМ.СН} := 40000$$

$$S_{Т.НОМ.НН} := 40000$$

$$U_{Т.НОМ.ВН} := 220$$

$$U_{Т.НОМ.СН} := 35$$

$$U_{Т.НОМ.НН} := 10$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{S_{Т.НОМ.ВН}}{U_{Т.НОМ.ВН} \cdot \sqrt{3}} = 104.973$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН}} := \frac{S_{Т.НОМ.СН}}{U_{Т.НОМ.СН} \cdot \sqrt{3}} = 659.829$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{S_{Т.НОМ.НН}}{U_{Т.НОМ.НН} \cdot \sqrt{3}} = 2.309 \times 10^3$$

$$R_{Т.ВН} := 3.9 \quad X_{Т.ВН} := 165$$

$$Z_T := \sqrt{R_{Т.ВН}^2 + X_{Т.ВН}^2} = 165.046$$

**1.2 Расчет параметров защищаемой линии
Сковородино-Магдгачи (АС-300/39).**

$$r_0 := 0.098$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$x_0 := 0.429$$

$$z_0 := \sqrt{r_0^2 + x_0^2} = 0.44$$

$$l_{\text{ВЛ}} := 154.9$$

$$R_{\text{Л}} := 10.12$$

$$X_{\text{Л}} := 45.452$$

$$Z_{\text{Л}} := \sqrt{R_{\text{Л}}^2 + X_{\text{Л}}^2} = 46.565$$

$$Z_{\text{Л.КОМПЛ}} := R_{\text{Л}} + i \cdot X_{\text{Л}} = 10.12 + 45.452i$$

$$I_{\text{Макс.раб.ЛЭП}} := 587$$

$$\phi_{\text{Л}} := \arg(Z_{\text{Л.КОМПЛ}}) \cdot \frac{180}{\pi} = 77.448$$

$$k_{\text{ГТ}} := \frac{600}{5}$$

$$k_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100} = 2.2 \times 10^3$$

$$k_{\text{Тс}} := \frac{k_{\text{ТН}}}{k_{\text{ГТ}}} = 18.333$$

1.3 Расчет параметров линий прилегающей сети.

$$Z_{\text{Л.перед}} := \sqrt{(3.122)^2 + 11.123^2} = 11.553$$

$$Z_{\text{Т2}} := \sqrt{5.6^2 + 158.7^2} = 158.799$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

1.4 Расчет токов КЗ

$$I_{1.K1} := 5.83 \quad I_{0.K1} := 5.75$$

$$I_{1.K} := 7.6$$

$$I_{1.K2} := 13.16$$

$$I_{1.K3} := 3.04 \quad I_{0.K3} := 3$$

$$I_{1.K4} := 2.81 \quad I_{0.K4} := 2.79$$

2 Расчет защит силового трансформатора

2.1 Расчет ДЗТ на базе терминала Сириус-Т

$$I_{\text{НОМ.ВН}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 104.973 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 2.309 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{100}{5} = 20 \quad k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{1500}{5} = 300$$

$$k_{\text{СХ.ВН}} := 1 \quad k_{\text{СХ.НН}} := 1$$

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := 1.05 \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot k_{\text{СХ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 5.511 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН.втор}} := 1.05 \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НН}} \cdot k_{\text{СХ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 8.083 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМ.втор}} := 5$$

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$k_{отс} := 1.2$$

$$k_{нб} := 0.7$$

$$k_T := \frac{220}{35}$$

$$I_{кз.внеш.макс} := \frac{I_{1.К2}}{k_T} \cdot 1000 = 2.094 \times 10^3$$

$$I_{ДИФ.расч} := k_{отс} \cdot k_{нб} \cdot \frac{I_{кз.внеш.макс}}{I_{раб.макс.транс.ВН}} = 16.753$$

$$I_{ДИФ} := 8$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Базовая уставка, о.е.:

$$I_{д1} := 0.3$$

Расчетный коэффициент небаланса, о.е.:

$$k_{пер} := 2 \quad k_{одн} := 1 \quad \varepsilon := 0.1$$

$$\Delta U_{рпн} := 0.16$$

$$\Delta f_{доб} := 0.04$$

$$I_{нб.расч} := k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб} = 0.4$$

Дифференциальный ток, о.е.:

$$k_{отс} := 1.3$$

$$I_{диф} := k_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 0.52$$

Коэффициент снижения тормозного тока, о.е.:

$$k_{сн.т} := 1 - 0.5 \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб}) = 0.8$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

Коэффициент торможения, %:

$$k_{\text{торм}} := \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{k_{\text{сн.т}}} = 65$$

Первая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{\text{T1}} := I_{\text{д1}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} = 0.462$$

Уставка блокировки от 2 гармоники, о.е.:

$$I_{\text{блок.г.2}} := 0.15$$

Вторая точка излома тормозной характеристики, о.е.:

$$I_{\text{T2}} := 2$$

2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ НН.

Отстройка от максимального рабочего тока:

$$k_{\text{отс}} := 1.2 \quad \text{- коэффициент отстройки;}$$

$$k_{\text{сз}} := 1.5 \quad \text{- коэффициент самозапуска;}$$

$$k_{\text{в}} := 0.95 \quad \text{- коэффициент возврата;}$$

$$I_{\text{сз.МТЗ.НН.расч.1}} := \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 4.376 \times 10^3 \quad \text{А}$$

Согласование с первой ступенью МТЗ отходящих фидеров:

$$I_{\text{МТЗ.1.пред}} := 14500 \quad \text{А}$$

Итак, ток срабатывания по условию согласования с 1 ступенью МТЗ фидера:

$$K_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.МТЗ.расч.2}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МТЗ.1.пред}} = 1.885 \times 10^4 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз.МТЗ.НН}} := 2605 \quad \text{А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$I_{\text{расч.мин}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{1.K2}}{k_T} \cdot 1000 = 1.813 \times 10^3 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч.МТЗ}} := \frac{I_{\text{расч.мин}}}{I_{\text{сз.МТЗ.НН}}} = 0.696$$

Защита нечувствительна. Выберем уставку, обеспечивающую минимальную чувствительность и выполним комбинированный пуск по минимальному напряжению.

$$k_{\text{ч.треб}} := 1.5$$

$$I_{\text{сз.МТЗ.НН.расчз}} := \frac{I_{\text{расч.мин}}}{k_{\text{ч.треб}}} = 1.209 \times 10^3 \quad I_{\text{сз.МТЗ.НН}} := 350 \text{ А}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 10$$

$$k_{\text{в}} := 1.25$$

$$k_{\text{тн.НН}} := \frac{35000}{33} = 1.061 \times 10^3$$

$$U_{\text{МТЗ.НН}} := \frac{0.8 \cdot U_{\text{НОМ}}}{k_{\text{в}}} = 6.4 \text{ кВ}$$

Выдержка времени согласуется с временем срабатывания 1 ступени МТЗ отходящего фидера:

$$t_{\text{МТЗ1.фид}} := 0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{МТЗ.НН}} := t_{\text{МТЗ1.фид}} + \Delta t = 0.5$$

Принятые уставки срабатывания МТЗ НН:

$$I_{\text{сз.МТЗ.НН}} = 350 \text{ А}$$

$$U_{\text{МТЗ.НН}} = 6.4 \text{ кВ}$$

$$t_{\text{МТЗ.НН}} = 0.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$I_{\text{сз.МТЗ.НН.втор}} := \frac{I_{\text{сз.МТЗ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 1.167 \quad \text{А}$$

$$U_{\text{МТЗ.НН.втор}} := \frac{U_{\text{МТЗ.НН}}}{k_{\text{ТН.НН}}} \cdot 1000 = 6.034 \quad \text{В}$$

$$t_{\text{МТЗ.НН}} = 0.5$$

МТЗ ВН.

Отстройка от максимального рабочего тока:

$$I_{\text{сз.МТЗ.ВН}} := \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 151.161 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{расч.мин}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{1.К2}}{k_{\text{Т}}} \cdot 1000 = 1.813 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$k_{\text{МТЗ}} := \frac{I_{\text{расч.мин}}}{I_{\text{сз.МТЗ.ВН}}} = 11.995$$

Выдержка времени согласуется с временем срабатывания МТЗ НН:

$$t_{\text{МТЗ.НН}} = 0.5 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} := t_{\text{МТЗ.НН}} + \Delta t = 1$$

Принятые уставки срабатывания МТЗ НВ:

$$I_{\text{сз.МТЗ.ВН}} = 151.161 \quad \text{А}$$

2.3 Защита от перегруза

Реле тока ЗП установлено на основной стороне силового трансформатора (ВН).

$$k_{\text{отс}} := 1.1 \quad \text{- коэффициент отстройки (1.05-1.1);}$$

$$I_{\text{сз.ЗП}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 115.47 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз.ЗП.втор}} := \frac{I_{\text{сз.ЗП}} \cdot k_{\text{сх.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 5.774 \quad \text{А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

3. Расчет защит ЛЭП

3.1 Расчет ДЗ

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} = 1 \quad I_{\text{сз.МТЗ.ВН.втор}} := \frac{I_{\text{сз.МТЗ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 1.167 \text{ А}$$

Расчет 1 ступени ДЗ.

Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии:

$$U_{\text{МТЗ.ВН.втор}} := \frac{U_{\text{МТЗ.НН}}}{k_{\text{ТН.НН}}} \cdot 1000 = 6.034$$

$$z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л}} = 39.58$$

Расчет 2 ступени ДЗ.

$$t_{\text{МТЗ.ВН}} = 1$$

$$I_{\text{кз.сумм}} := I_{1.\text{КЗ}} = 3.04$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм}}} = 43.681$$

$$I_{\text{кз.тр1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Т2}})} = 0.656$$

Ток КЗ, протекающий в защите:

$$I_{\text{кз.защ}} := I_{1.\text{К1}}$$

$$K_{\text{ТОК1}} := \frac{I_{\text{кз.защ}}}{I_{\text{кз.тр1}}} = 8.89 \quad Z_{\text{Т}} = 165.046$$

$$z_{\text{ср.11.1}} := 0.85 \cdot \left(Z_{\text{Л}} + \frac{Z_{\text{Т}}}{K_{\text{ТОК1}}} \right) = 55.361$$

$$I_{\text{кз.подт}} := I_{1.\text{КЗ}} = 3.04$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ПОДТ}}} = 43.681$$

$$I_{\text{КЗ.1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л}})} = 1.471$$

$$I_{\text{КЗ.2}} := I_{1.\text{К1}}$$

$$K_{\text{ТОК}} := \frac{I_{\text{КЗ.1}}}{I_{\text{КЗ.2}}} = 0.252$$

$$Z_{\text{ср.П.2}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л}} + \frac{0.66}{K_{\text{ТОК}}} \cdot Z_{\text{Л.пред}} = 69.791$$

Расчет чувствительности:

$$Z_{\text{КЗ}} := Z_{\text{Л}} = 46.565$$

$$k_{\text{ч1}} := \frac{Z_{\text{ср.П.1}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 1.189$$

Сопротивление срабатывания, выбранное по условию 1 обеспечивает минимальную чувствительность защиты. Принимаем окончательно:

$$Z_{\text{ср.П}} := Z_{\text{ср.П.1}} = 55.361$$

Выдержку времени 2 ступени примем по условию согласования с 2 ступенью защиты предыдущей ПС.

$$t_{\text{сзП}} := 0 + \Delta t = 0.5$$

$$\Delta t := 0.5$$

Расчет 3 ступени ДЗ.

Расчет зоны срабатывания 3 ступени ДЗ произведем аналитически.

$$\phi_{\text{Л}} = 77.448 \quad - \text{угол линии;}$$

$$\phi_{\text{раб}} := 30 \quad - \text{угол нагрузки;}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$k_H := 1.2$ - коэф. надежности;

$k_B := 0.85$ - коэф. возврата;

$k_{\text{самозап}} := 1.5$ - коэф. самозапуска;

$I_{\text{раб.макс}} := I_{\text{макс.раб.лэп}}$ - максимальный рабочий ток;

$U_{\text{НОМ.ВЛ}} := 220000$

$U_{\text{min}} := 0.9 \cdot U_{\text{НОМ.ВЛ}}$

$$Z_{\text{ср.Ш.расч}} := \frac{U_{\text{min}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}} \cdot \frac{1}{k_H \cdot k_B \cdot \cos[(\phi_L - \phi_{\text{раб}}) \text{deg}]} = 188.217$$

Расчет чувствительности:

$Z_{\text{кз}} := Z_L + Z_{\text{Л.пред}} = 58.118$

$$k_{\text{ч5}} := \frac{Z_{\text{ср.Ш.расч}}}{Z_{\text{кз}}} = 3.239$$

Окончательно:

$Z_{\text{ср.Ш}} := Z_{\text{ср.Ш.расч}} = 188.217$

Выдержку времени 3 ступени примем по условию согласования со 2 ступенью защиты предыдущей ПС и отстройки от периода качаний.

$\Delta t := 0.5$ $t_{\text{кач}} := 2$

$t_{\text{сзIII}} := 0.5 + t_{\text{кач}} + \Delta t = 3$

Окончательно принятые уставки ДЗ:

$Z_{\text{ср.I}} = 39.58$ $t_{\text{сзI}} := 0.05$

$Z_{\text{ср.II}} = 55.361$ $t_{\text{сзII}} = 0.5$

$Z_{\text{ср.III}} = 188.217$ $t_{\text{сзIII}} = 3$

$$Z_{\text{ср.I.втор}} := \frac{Z_{\text{ср.I}}}{k_{\text{ТС}}} = 2.159$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$Z_{\text{ср.И.втор}} := \frac{Z_{\text{ср.И}}}{k_{\text{ТС}}} = 3.02$$

$$Z_{\text{ср.ИИ.втор}} := \frac{Z_{\text{ср.ИИ}}}{k_{\text{ТС}}} = 10.266$$

Пересчет выбранных уставок в полигональную характеристику:

$$\varphi_{\text{мч}} := \phi_{\text{л}} \cdot \text{deg} = 1.352$$

$$\phi_{\text{л}} = 77.448$$

$$\varphi_{\text{мч}} \cdot \frac{180}{3.14} = 77.487$$

Пересчет 1 ступени ДЗ

$$X_{1.a} := \frac{[Z_{\text{ср.И}} \cdot (1 + \sin(\varphi_{\text{мч}}))]}{2} = 39.107$$

$$R_{1.a} := \frac{Z_{\text{ср.И}}}{2 \sin(\varphi_{\text{мч}})} = 20.275$$

$$X_{1.a.\text{втор}} := \frac{X_{1.a}}{k_{\text{ТС}}} = 2.133$$

$$R_{1.a.\text{втор}} := \frac{R_{1.a}}{k_{\text{ТС}}} = 1.106$$

Пересчет 2 ступени ДЗ

$$X_{2.a} := \frac{[Z_{\text{ср.ИИ}} \cdot (1 + \sin(\varphi_{\text{мч}}))]}{2} = 54.7$$

$$R_{2.a} := \frac{Z_{\text{ср.ИИ}}}{2 \sin(\varphi_{\text{мч}})} = 28.359$$

$$X_{2.a.\text{втор}} := \frac{X_{2.a}}{k_{\text{ТС}}} = 2.984$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Расчет релейной защиты

$$R_{2.a.втор} := \frac{R_{2.a}}{k_{TC}} = 1.547$$

Пересчет 3 ступени ДЗ

$$X_{3.a} := \frac{[z_{cp.III} \cdot (1 + \sin(\varphi_{MЧ}))]}{2} = 185.968$$

$$R_{3.a} := \frac{z_{cp.III}}{2 \sin(\varphi_{MЧ})} = 96.413$$

$$X_{3.a.втор} := \frac{X_{3.a}}{k_{TC}} = 10.144$$

$$R_{3.a.втор} := \frac{R_{3.a}}{k_{TC}} = 5.259$$

3.2 Расчет ТЗНП.

Расчет 1 ступени срабатывания РТНП:

Отстройка от КЗ на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.K3} := I_{0.K1} \cdot 1000$$

$$k_{отс} := 1.3 \quad \text{- коэф. отстройки;}$$

$$I_{сз.I.П} := k_{отс} \cdot I_{0.K3} = 7.475 \times 10^3$$

Выдержка времени:

$$t_{сз.I.П} := 0.3$$

Расчет 2 ступени срабатывания РТНП:

Согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$$I_{0.K3} := I_{0.K3} \cdot 1000$$

$$k_{отс} := 1.3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

$$I_{сз.І.пред} := k_{отс} \cdot I_{0.кз} = 3.9 \times 10^3$$

$$k_{ток.0} := 0.5$$

$$I_{сз.ІІ.п} := k_{отс} \cdot k_{ток.0} \cdot I_{сз.І.пред} = 2.535 \times 10^3$$

Расчет чувствительности. 2 ступень ТЗНП должна обеспечивать чувствительность в максимальном режиме:

$$I_{0.кз.макс} := 2 \cdot I_{0.к1} \cdot 1000$$

$$k_{ч.ІІІ} := \frac{I_{0.кз.макс}}{I_{сз.ІІ.п}} = 4.536$$

Выдержку времени 2 ступени выбираем по условию согласования с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП и отстройки от времени работы УРОВ предыдущей ПС:

$$t_{сз2.п} := 0.3 + 0.3 + \Delta t = 1.1$$

Расчет 3 ступени срабатывания РТНП:

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС

$$I_{раб.макс.транс.ВН.т2} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 104.973$$

$$I_{БТН} := 6 \cdot I_{раб.макс.транс.ВН.т2} = 629.837$$

$$k_{отс} := 1.1$$

$$I_{сз.ІІІ.п} := k_{отс} \cdot I_{БТН} = 692.82$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.кз.мин} := 0.8 I_{0.кз} = 2.4 \times 10^3$$

$$k_{ч.ІІІ} := \frac{0.5 \cdot I_{0.к1} \cdot 1000}{I_{сз.ІІІ.п}} = 4.15$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

Выдержку времени 3 ступени выбираем по условию согласования со 2 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$$t_{сз3.п} := 1.1 + \Delta t = 1.6$$

Расчет 4 ступени срабатывания РТНП:

Отстройка от токов небаланса при 3ф КЗ за трансформатором предыдущей ПС.

Ток в защите при 3ф КЗ за трансформатором:

$$I_{кз.транс} := 1050$$

$$k_{отс} := 0.1$$

$$I_{сз.IV.п} := k_{отс} \cdot I_{кз.транс} = 105$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.кз.защ} := 1100$$

$$k_{ч.IV} := \frac{0.5 \cdot I_{0.K1} \cdot 1000}{I_{сз.IV.п}} = 27.381$$

Выдержку времени 4 ступени выбираем по условию согласования с 3 ступенью защиты предыдущей ЛЭП:

$$t_{сз4.п} := 1.6 + \Delta t = 2.1$$

Окончательно принятые уставки ТЗНП, А:

$$I_{сз.I.п} = 7.475 \times 10^3 \quad I_{сз.I.в} := \frac{I_{сз.I.п}}{80} = 93.438 \quad t_{сз1.п} = 0.3$$

$$I_{сз.II.п} = 2.535 \times 10^3 \quad I_{сз.II.в} := \frac{I_{сз.II.п}}{80} = 31.688 \quad t_{сз2.п} = 1.1$$

$$I_{сз.III.п} = 692.82 \quad I_{сз.III.в} := \frac{I_{сз.III.п}}{80} = 8.66 \quad t_{сз3.п} = 1.6$$

$$I_{сз.IV.п} = 105 \quad I_{сз.IV.в} := \frac{I_{сз.IV.п}}{80} = 1.313 \quad t_{сз4.п} = 2.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Расчет релейной защиты в MathCad 15

3.3 Расчет токовой отсечки.

$$I_{\text{кз.полт.}} := I_{1.K1} = 5.83$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := 9$$

$$I_{\text{кз.2}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л}})} = 2.39$$

$$I_{\text{кз.1}} := I_{1.K1} = 5.83$$

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{ср.отсечки}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.2}} \cdot 1000 = 3.107 \times 10^3$$

$$I_{\text{ср.отсечки.в}} := \frac{I_{\text{ср.отсечки}}}{80} = 38.835$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{МТО.а}} := 0.05$$

Проверку чувствительности выполним графически. Токовая отсечка должна обеспечивать чувствительность не менее 20% защищаемой ЛЭП.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

Экономический расчёт

$$K_{\text{инфл}} := 4.28$$

Капиталовложения

$$K_{\text{зон}} := 1.4$$

Капиталовложения в строительство линии

Провод АС-300

$$L_M := 154.9 \quad \text{км}$$

$$k_{300.1} := 1120 \quad \text{тыс.руб/км} \quad \text{для одноцепной линии}$$

$$9.83 \quad \text{тыс.руб/км} \quad \text{демонтаж линии}$$

$$K_{\text{л}} := L_M \cdot k_{300.1} = 1.735 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос220}} := 110 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{прос}} := L_M \cdot K_{\text{прос220}} = 1.704 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{\text{л}} + K_{\text{прос}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} = 1.14163778 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.Х}} := 11750 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.Х}} \cdot 2 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.006 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.}} := 3900 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.сумм}} := (K_{\text{пост.}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.669 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост.сумм}} + K_{\text{ору.сумм}} = 1.173 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

1.7 Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 1.259 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Издержки

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008$$

Для ПС 220 кВ $\alpha_{\text{рэопс220}} := 0.059$

$$I_{\text{рЭИ}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{рэопс220}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{рэовл}} = 1.605 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$T_{\text{сл}} := 20 \text{ лет}$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл}}} = 6.2945489 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

4.1 Потери на корону

$$R_{\text{уд300}} := 0.098 \text{ Ом/км}$$

$$L_{\text{М}} = 154.9 \text{ км}$$

$$\Delta P_{\text{к}} := 0.022$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := \Delta P_{\text{к}} \cdot L_{\text{М}} \cdot 8760 = 2.985 \times 10^4 \text{ МВтч}$$

Потери в ВЛ

$$P_{\text{з.М}} := 12 \text{ МВт} \quad Q_{\text{з.М}} := 7.3 \text{ МВАр}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

$$T_{\text{год}} := 8760 \text{ ч} \quad U_{\text{ном}} := 220$$

$$\Delta W_{\text{вл.М}_C} := \frac{P_{3.М}^2 + Q_{3.М}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уд300}} \cdot L_M \cdot T_{\text{год}} = 542.052$$

Общие потери

$$\Delta W_{\text{об}} := \Delta W_{\text{вл.М}_C} + \Delta W_{\text{кор}} = 3.039 \times 10^4$$

$$c_0 := 2.29 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\text{об}} = 6.96 \times 10^4 \text{ тыс руб}$$

Общие издержки

$$I := I_{\text{рЭИ}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} = 1.486 \times 10^5$$

Затраты $E := 0.08$

$$Z := E \cdot K_{\text{об}} + I = 2.49313553 \times 10^5 \text{ тыс руб}$$

Длины линий

Мощности ПС

$$l_{\text{М}_C} := 39.4$$

$$P_{\text{maxX}} := 48.44$$

$$l_{\text{X}_K.T} := 12.84$$

Суммарная длина проектируемой сети

$$L_1 := l_{\text{М}_C} = 39.4 \text{ км}$$

Капиталовложения в строительство линий:

1. Стоимость ВЛ 220 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента

$$k_{\text{тер}} := 1.4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

$$K_{\text{инфля}} := 4.28$$

Стоимость строительства

$$K_{\text{ВЛ.}\Sigma} := 1.14163778 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Итоговые капитальные вложения в ПС

$$K_{\text{ПС}\Sigma} := 1.173 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{ОБ}} := K_{\text{ПС}\Sigma} + K_{\text{ВЛ.}\Sigma} = 1258938 \text{ тыс.руб}$$

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМ}} := 6.2945489 \times 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные потери:

$$\Delta W_{\Sigma} := 2.922 \times 10^5 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

$$c_0 := 2.29 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 669138 \text{ тыс.руб}$$

Общие издержки

$$I_{\Sigma} := 7.481 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Себестоимость электроэнергии

Полезно отпускаемая электроэнергия за год, то же, что и потребляемая:

$$\Sigma P_p := 12.2 \text{ МВт} \quad T_{\text{max}} := 8760 \text{ ч}$$

$$W_{\text{год}} := \Sigma P_p \cdot T_{\text{max}} = 106872 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год}$$

количество отпускаемой и
потребленной энергии в год

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

Затраты на текущий ремонт:

$$K_{OB} = 1.259 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$TP := 0.03 \cdot K_{OB} = 3.777 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб./год}$$

$$C := \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{Год}}} = 7 \quad \text{руб./кВт*ч}$$

Экономия тыс.руб. от вывода в резерв ДЭС

$$P_{асх} := 0.22 \quad \text{расход топлива дизельной электростанции кг/кВт в час}$$

одном литре дизельного топлива - 830-930 г.
принимая 1л.=0,86 кг.

$$C_{\text{дизтопливо}} := 0.036 \quad \text{тыс.руб за литр.}$$

тогда получим, следующую экономию:

$$E := C_{\text{дизтопливо}} \cdot \frac{P_{асх} \cdot (W_{\text{Год}} \cdot 1000)}{0.86} = 9.842 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб.}$$

Капитальные затраты в подстанции:

Стоимостная оценка результатов строительства ПС:

$$\Sigma T_i := 3.73 \quad \text{руб./кВт*ч} \quad \text{Для Амурской области}$$

$$O_p := W_{\text{Год}} \cdot \Sigma T_i + E = 1.383 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб.}$$

Оценка экономической эффективности проекта:

$$P_{\text{от}} := O_p - I_{\Sigma} = 6.347 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t := 0.2 \cdot \Pi_{\text{от}}$$

$$H_t = 1.269 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_t := I_{\text{AM}} + I_{\Delta W}$$

$$I_t = 7.321 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

$$\text{Э}_t := O_p - I_t - H_t - K_{\text{ВЛ.}\Sigma}$$

$$\text{Э}_t = 1.983 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации

$$\Pi_p := \Pi_{\text{от}} - H_t = 5.078 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$E := 0.0825 \text{ ставка рефинансирования}$$

Пусть наш проект реализовывается в течении 3 лет

$$\text{ЧДД}_0 := 0$$

$$K_{\text{ОБ}} = 1.259 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^1} = -5.815 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\frac{1}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^2} = -3.581 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\frac{0.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^3} = -1.654 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 3.815 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^5} = 3.524 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^6} = 3.255 \times 10^5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^7} = 3.007 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^8} = 2.778 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^9} = 2.566 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{10}} = 2.371 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{11}} = 2.19 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{12}} = 2.023 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{13}} = 1.869 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{14}} = 1.727 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{15}} = 1.595 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{16}} = 1.473 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{17}} = 1.361 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{18}} = 1.257 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{19}} = 1.162 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{20}} = 1.073 \times 10^5$$

С нарастающим итогом

$$\text{ч}_0 := \text{ЧДД}_0 = 0$$

$$\text{ч}_1 := \text{ч}_0 + \text{ЧДД}_1 = -5.815 \times 10^5$$

$$\text{ч}_2 := \text{ч}_1 + \text{ЧДД}_2 = -9.396 \times 10^5$$

$$\text{ч}_3 := \text{ч}_2 + \text{ЧДД}_3 = -1.105 \times 10^6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

$$\varphi_4 := \varphi_3 + \text{ЧДД}_4 = -7.236 \times 10^5$$

$$\varphi_5 := \varphi_4 + \text{ЧДД}_5 = -3.711 \times 10^5$$

$$\varphi_6 := \varphi_5 + \text{ЧДД}_6 = -4.56 \times 10^4$$

$$\varphi_7 := \varphi_6 + \text{ЧДД}_7 = 2.551 \times 10^5$$

$$\varphi_8 := \varphi_7 + \text{ЧДД}_8 = 5.329 \times 10^5$$

$$\varphi_9 := \varphi_8 + \text{ЧДД}_9 = 7.896 \times 10^5$$

$$\varphi_{10} := \varphi_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.027 \times 10^6$$

$$\varphi_{11} := \varphi_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 1.246 \times 10^6$$

$$\varphi_{12} := \varphi_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.448 \times 10^6$$

$$\varphi_{13} := \varphi_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 1.635 \times 10^6$$

$$\varphi_{14} := \varphi_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 1.808 \times 10^6$$

$$\varphi_{15} := \varphi_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 1.967 \times 10^6$$

$$\varphi_{16} := \varphi_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 2.114 \times 10^6$$

$$\varphi_{17} := \varphi_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 2.251 \times 10^6$$

$$\varphi_{18} := \varphi_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 2.376 \times 10^6$$

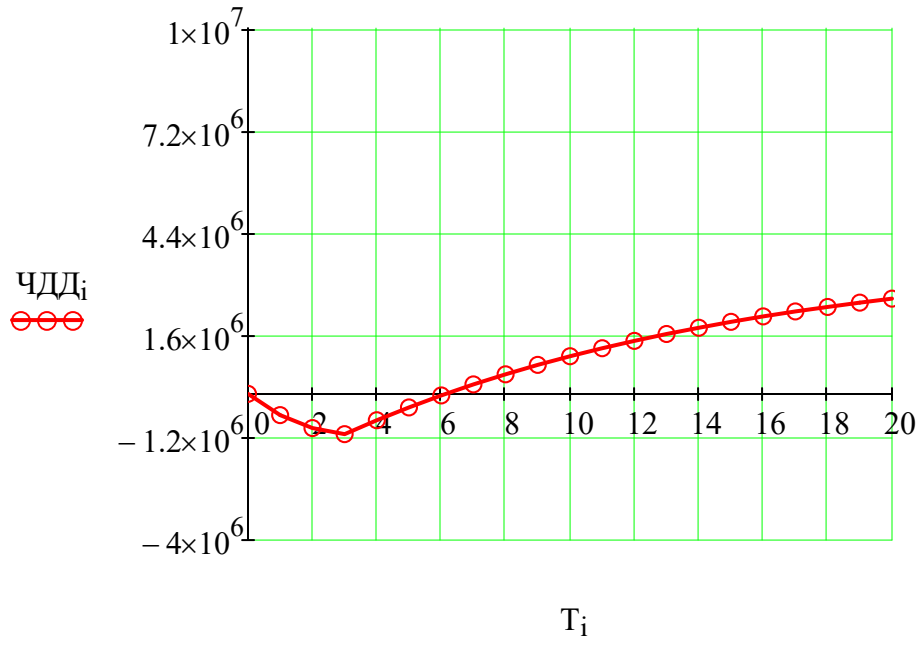
$$\varphi_{19} := \varphi_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 2.492 \times 10^6$$

$$\varphi_{20} := \varphi_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 2.6 \times 10^6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15

$$T_i := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad ЧДД_i := \begin{pmatrix} Ч_0 \\ Ч_1 \\ Ч_2 \\ Ч_3 \\ Ч_4 \\ Ч_5 \\ Ч_6 \\ Ч_7 \\ Ч_8 \\ Ч_9 \\ Ч_{10} \\ Ч_{11} \\ Ч_{12} \\ Ч_{13} \\ Ч_{14} \\ Ч_{15} \\ Ч_{16} \\ Ч_{17} \\ Ч_{18} \\ Ч_{19} \\ Ч_{20} \end{pmatrix}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж
Экономический расчёт в MathCad 15



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Исходные данные для расчёта максимального режима в ПВК RastrWin 3

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ЗГЭС	220							242.0				224.58	2.08
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Магдагачи 1	220											220.97	0.44
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Магдагачи 2	220											207.17	-5.83
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Магдагачи 3	220											206.39	-6.19
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Магдагачи 4	220											207.62	-5.63
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Магдагачи 5	35			6.5	8.8							36.30	3.71
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Магдагачи 6	10			18.1	13.2							10.66	6.60
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Гонжа/т	220			68.4	34.6							221.46	0.66
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Ульручи/т	220			68.4	34.6							222.43	1.10
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Талдан/т 1	220											223.95	1.80
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Талдан/т 2	220											223.95	1.80
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Талдан/т 3	220			68.4	34.6							223.94	1.79
13	<input type="checkbox"/>		Ген	13	Сковородино 1	220						965.0	230.0	-1,000.0	1,000.0		230.00	4.55
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сковородино 2	220											223.99	1.81
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Сковородино 3	220											223.99	1.81
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Сковородино 4	110			75.1	9.6							113.35	3.05
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сковородино/т	220			68.4	34.6							223.12	1.42
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	БАМ/т	220			68.4	34.6							223.86	1.75
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Уруша/т	220			68.4	34.6							221.58	0.72
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Б.Омутная/т	220			68.4	34.6							220.86	0.39
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Ерофей Павлович/т	220			68.4	34.6							222.14	0.97
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Аячи/т	220			68.4	34.6							220.78	0.35
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Чичатка	220			68.4	34.6							221.13	0.51
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Амазар	220			68.4	34.6							222.62	1.19
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Семиозёрный	220			68.4	34.6							221.03	0.47
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Могоча	220			68.4	34.6							223.01	1.37
27	<input type="checkbox"/>		База	27	Тында 1	220					49.1	236.4	230.0				230.00	4.55
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Тында 2	220											222.59	1.18
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Тында 3	220											222.45	1.11
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Тында 4	110			30.8	8.2							111.23	1.12
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НПС-20	220			68.4	34.6							222.93	1.33
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НПС-19 1	220											221.58	0.72
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	НПС-19 2	220											221.59	0.72
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НПС-19 3	220											221.46	0.66
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	НПС-19 4	10			16.5	6.7							10.60	6.00
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НГРЭС	220							242.0				224.23	1.92
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Энергия 1	220											220.54	0.25
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Энергия 2	220											220.54	0.25
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Энергия 3	220											220.51	0.23
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Энергия 4	220											223.02	1.37
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Энергия 5	220											223.85	1.75
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Энергия 6	35			29.5	3.4							36.30	3.71
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Энергия 7	6			4.8	0.8							6.50	8.33
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Светлая 1	220											220.32	0.15
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Светлая 2	220											220.58	0.26
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Светлая 3	220											220.39	0.18
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Светлая 4	220											220.78	0.35
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Светлая 5	220											220.25	0.11
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Светлая 6	110			56.1	7.0							111.23	1.12
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Светлая 7	35			8.1	1.6							35.90	2.57
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Светлая 8	10			2.2	0.4							10.60	6.00
52	<input type="checkbox"/>		Ген	52	ЗГЭС НН	16					965.0	381.3	15.8	-1,000.0	1,000.0		15.75	
53	<input type="checkbox"/>		Ген	53	НГРЭС НН	16					398.0	8.5	15.8	-1,000.0	1,000.0		15.75	

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД...
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ЗГЭС - Магдагачи 1	10.01	56.07	360.4				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Магдагачи 1 - Магдагачи 2	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			Магдагачи 1 - Магдагачи 3	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	5			Магдагачи 1 - Магдагачи 4	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	7			Магдагачи 2 - Магдагачи 6	5.70	148.00	5.7	1.0	0.051	1	1
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	7			Магдагачи 3 - Магдагачи 6	3.90	125.00	8.1	1.2	0.051	1	2
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			Магдагачи 2 - Магдагачи 5	5.70		5.7	1.0	0.159		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Магдагачи 4 - Магдагачи 5	3.90		8.1	1.2	0.159		
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	8			Магдагачи 1 - Гонжа/т	3.52	15.42	94.9				
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	10			Гонжа/т - Талдан/т 1	4.47	19.56	120.4				
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	12			Талдан/т 1 - Талдан/т 3	0.03	0.15	0.9				
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	11			Магдагачи 1 - Талдан/т 2	9.40	33.80	202.0				
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			Талдан/т 2 - Талдан/т 3	0.04	0.17	1.1				
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	13			Талдан/т 1 - Сковороди...	6.79	29.73	183.0				
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	9			Талдан/т 2 - Ульручы/т	5.76	20.71	123.8				
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	13			Ульручы/т - Сковороди...	3.12	11.22	67.1				
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			Сковородино 1 - Сковор...	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Сковородино 1 - Сковор...	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Сковородино 2 - Сковор...	1.40		6.0	0.9	0.500		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Сковородино 3 - Сковор...	1.40		6.0	0.9	0.500		
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	17			Сковородино 1 - Сковор...	0.52	2.27	14.0				
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	17			Сковородино 1 - Сковор...	0.52	2.27	14.0				
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	18			Сковородино 1 - БАМ/т	2.54	11.11	68.4				
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			БАМ/т - Б.Омутная/т	10.27	44.96	276.7				
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Б.Омутная/т - Ерофей П...	2.36	10.34	63.6				
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	19			Сковородино 1 - Уруша/т	7.41	32.43	199.6				
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Уруша/т - Ерофей Павло...	6.33	27.71	170.5				
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	22			Ерофей Павлович/т - Ая...	2.60	11.37	70.0				
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	22	24			Аячи/т - Амазар	7.08	30.97	190.6				
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	26			Амазар - Могоча	8.37	36.62	225.4				
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	23			Ерофей Павлович/т - Чи...	5.17	22.61	139.1				
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	25			Чичатка - Семиозёрный	8.55	37.44	230.4				
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Семиозёрный - Могоча	4.32	18.89	116.3				
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	27			Сковородино 1 - Тында 1	15.38	67.31	414.2				
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	27			Сковородино 1 - Тында 1	15.22	66.62	410.0				
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			Тында 1 - Тында 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			Тында 1 - Тында 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		

37	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		Тында 1 - Тында 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
38	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		Тында 2 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
39	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	30		Тында 3 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
40	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	31		Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
41	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	31		Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
42	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	32		Тында 1 - НПС-19 1	17.64	77.22	475.2				
43	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	33		Тында 1 - НПС-19 2	17.64	77.22	475.2				
44	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	32	34		НПС-19 1 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
45	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	34		НПС-19 2 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
46	<input type="checkbox"/>	Тр-р	34	35		НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
47	<input type="checkbox"/>	Тр-р	34	35		НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	32	36		НПС-19 1 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
49	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	36		НПС-19 2 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
50	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	13		Магдагачи 1 - Сковород...	15.18	66.45	408.9				
51	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	37		ЗГЭС - Энергия1	0.34	1.50	9.2				
52	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	38		ЗГЭС - Энергия 2	0.34	1.50	9.2				
53	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	37	39		Энергия1 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
54	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	38	39		Энергия 2 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
55	<input type="checkbox"/>	Тр-р	39	40		Энергия 3 - Энергия 4	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
56	<input type="checkbox"/>	Тр-р	39	41		Энергия 3 - Энергия 5	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
57	<input type="checkbox"/>	Тр-р	40	42		Энергия 4 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
58	<input type="checkbox"/>	Тр-р	41	42		Энергия 5 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
59	<input type="checkbox"/>	Тр-р	40	43		Энергия 4 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
60	<input type="checkbox"/>	Тр-р	41	43		Энергия 5 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	37	44		Энергия1 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	38	44		Энергия 2 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
63	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	45		Светлая 1 - Светлая 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
64	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	46		Светлая 1 - Светлая 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
65	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	47		Светлая 1 - Светлая 4	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
66	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	48		Светлая 1 - Светлая 5	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
67	<input type="checkbox"/>	Тр-р	45	49		Светлая 2 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
68	<input type="checkbox"/>	Тр-р	46	49		Светлая 3 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
69	<input type="checkbox"/>	Тр-р	47	50		Светлая 4 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
70	<input type="checkbox"/>	Тр-р	48	50		Светлая 5 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
71	<input type="checkbox"/>	Тр-р	47	51		Светлая 4 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
72	<input type="checkbox"/>	Тр-р	48	51		Светлая 5 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
73	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	52		ЗГЭС - ЗГЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		
74	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	53		НГРЭС - НГРЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		

Анцапфы

	N_bd	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-12	1.000	12	1.000
2	2	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-8	1.500	8	1.500
3	3	%	+	РПН	ВН	1	220.0	110.0	-6	2.000	6	2.000

Трансформаторы

	N	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0	I_допВН	I_допСН
1	1	ТДТН-25000...	3х-обм		2	6	7		3	62.8	380.3
2	2	ТДТНЖ-400...	3х-обм		2		7		4	100.5	608.5
3	3	ТДТНЖ-400...	3х-обм		2	6			5	100.5	608.5
4	4	АТДЦТН-630...	АТ		13	16			14	158.3	301.0
5	5	АТДЦТН-630...	АТ		13	16			15	158.3	301.0
6	6	АТДЦТН-630...	АТ		27	30			28	158.3	301.0
7	7	АТДЦТН-630...	АТ		27	30			29	158.3	301.0
8	8	ТРДН-40000...	2х-расщ		34		35	35		100.5	
9	9	ТРДН-40000...	2х-расщ		34		35	35		100.5	
10	10	ТДТНЖ-400...	3х-обм		39	42	43		40	100.5	608.5
11	11	ТДТНЖ-400...	3х-обм		39	42	43		41	100.5	608.5
12	12	АТДЦТН-630...	АТ		44	49			45	158.3	301.0
13	13	АТДЦТН-630...	АТ		44	49			46	158.3	301.0
14	14	ТДТН-25000...	3х-обм		44	50	51		47	62.8	380.3
15	15	ТДТН-25000...	3х-обм		44	50	51		48	62.8	380.3

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Исходные данные для расчёта минимального режима в ПВК RastrWin 3

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ЗГЭС	220							242.0				224.36	1.98
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Магдагачи 1	220											223.94	1.79
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Магдагачи 2	220											222.96	1.35
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Магдагачи 3	220											222.85	1.30
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Магдагачи 4	220											222.45	1.11
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Магдагачи 5	35			4.9	6.2							36.30	3.71
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Магдагачи 6	10			11.3	9.5							10.66	6.60
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Гонжа/т	220			68.4	34.6							222.43	1.10
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Ульручи/т	220			68.4	34.6							223.12	1.42
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Талдан/т 1	220											221.58	0.72
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Талдан/т 2	220											221.59	0.72
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Талдан/т 3	220			68.4	34.6							223.86	1.75
13	<input type="checkbox"/>		Ген	13	Сковородино 1	220						956.0	230.0	-1,000.0	1,000.0		230.00	4.55
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сковородино 2	220											224.97	2.26
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Сковородино 3	220											224.97	2.26
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Сковородино 4	110			41.3	4.8							112.43	2.21
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сковородино/т	220			68.4	34.6							229.75	4.43
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	БАМ/т	220			68.4	34.6							223.01	1.37
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Уруша/т	220			68.4	34.6							221.03	0.47
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Б.Омутная/т	220			68.4	34.6							222.14	0.97
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Ерофей Павлович/т	220			68.4	34.6							220.54	0.25
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Аячи/т	220			68.4	34.6							220.32	0.15
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Чинатка	220			68.4	34.6							222.62	1.19
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Амазар	220			68.4	34.6							220.78	0.35
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Семиозёрный	220			68.4	34.6							223.94	1.79
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Могоча	220			68.4	34.6							221.46	0.66
27	<input type="checkbox"/>		База	27	Тында 1	220					45.2	143.4	230.0				230.00	4.55
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Тында 2	220											222.78	1.26
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Тында 3	220											222.25	1.02
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Тында 4	110			19.6	5.2							118.29	7.54
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НПС-20	220			68.4	34.6							220.32	0.15
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НПС-19 1	220											220.54	0.25
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	НПС-19 2	220											220.54	0.25
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НПС-19 3	220											221.03	0.47
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	НПС-19 4	10			18.0	3.8							10.60	6.00
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НГРЭС	220							242.0				221.77	0.80
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Энергия1	220											221.58	0.72
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	Энергия 2	220											221.58	0.72
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	Энергия 3	220											220.54	0.25
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Энергия 4	220											220.24	0.11
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Энергия 5	220											220.15	0.07
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Энергия 6	35			29.5	3.4							35.90	2.57
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Энергия 7	6			2.9	0.4							6.50	8.33
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Светлая 1	220											222.62	1.19
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Светлая 2	220											222.34	1.06
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Светлая 3	220											222.18	0.99
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	Светлая 4	220											222.08	0.95
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	Светлая 5	220											221.98	0.90
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	Светлая 6	110			41.7	4.1							111.23	1.12
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	Светлая 7	35			5.4	1.1							36.30	3.71
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Светлая 8	10			1.4	0.2							10.60	6.00
52	<input type="checkbox"/>		Ген	52	ЗГЭС НН	16					915.0	374.9	15.8	-1,000.0	1,000.0		15.75	
53	<input type="checkbox"/>		Ген	53	НГРЭС НН	16					364.0	7.4	15.8	-1,000.0	1,000.0		15.75	

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД...
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ЗГЭС - Магдагачи 1	10.01	56.07	360.4				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			Магдагачи 1 - Магдагачи 2	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			Магдагачи 1 - Магдагачи 3	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	5			Магдагачи 1 - Магдагачи 4	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	7			Магдагачи 2 - Магдагачи 6	5.70	148.00	5.7	1.0	0.051	1	1
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	7			Магдагачи 3 - Магдагачи 6	3.90	125.00	8.1	1.2	0.051	1	2
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			Магдагачи 2 - Магдагачи 5	5.70		5.7	1.0	0.159		
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Магдагачи 4 - Магдагачи 5	3.90		8.1	1.2	0.159		
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	8			Магдагачи 1 - Гонжа/т	3.52	15.42	94.9				
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	10			Гонжа/т - Талдан/т 1	4.47	19.56	120.4				
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	12			Талдан/т 1 - Талдан/т 3	0.03	0.15	0.9				
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	11			Магдагачи 1 - Талдан/т 2	9.40	33.80	202.0				
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	12			Талдан/т 2 - Талдан/т 3	0.04	0.17	1.1				
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	13			Талдан/т 1 - Сковороди...	6.79	29.73	183.0				
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	9			Талдан/т 2 - Ульручы/т	5.76	20.71	123.8				
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	13			Ульручы/т - Сковороди...	3.12	11.22	67.1				
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	14			Сковородино 1 - Сковор...	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	15			Сковородино 1 - Сковор...	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16			Сковородино 2 - Сковор...	1.40		6.0	0.9	0.500		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Сковородино 3 - Сковор...	1.40		6.0	0.9	0.500		
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	17			Сковородино 1 - Сковор...	0.52	2.27	14.0				
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	17			Сковородино 1 - Сковор...	0.52	2.27	14.0				
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	18			Сковородино 1 - БАМ/т	2.54	11.11	68.4				
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	20			БАМ/т - Б.Омутная/т	10.27	44.96	276.7				
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	21			Б.Омутная/т - Ерофей П...	2.36	10.34	63.6				
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	19			Сковородино 1 - Уруша/т	7.41	32.43	199.6				
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	21			Уруша/т - Ерофей Павло...	6.33	27.71	170.5				
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	22			Ерофей Павлович/т - Ая...	2.60	11.37	70.0				
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	22	24			Аячи/т - Амазар	7.08	30.97	190.6				
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	26			Амазар - Могоча	8.37	36.62	225.4				
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	21	23			Ерофей Павлович/т - Чи...	5.17	22.61	139.1				
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	25			Чичатка - Семиозёрный	8.55	37.44	230.4				
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	25	26			Семиозёрный - Могоча	4.32	18.89	116.3				
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	27			Сковородино 1 - Тында 1	15.38	67.31	414.2				
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	27			Сковородино 1 - Тында 1	15.22	66.62	410.0				
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28			Тында 1 - Тында 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			Тында 1 - Тында 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	G	Кт/r	N_анц	БД...
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			Тында 1 - Тында 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30			Тында 2 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Тында 3 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	31			Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	31			Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	32			Тында 1 - НПС-19 1	17.64	77.22	475.2				
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	33			Тында 1 - НПС-19 2	17.64	77.22	475.2				
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	34			НПС-19 1 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34			НПС-19 2 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	36			НПС-19 1 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	36			НПС-19 2 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	13			Магдагачи 1 - Сковород...	15.18	66.45	408.9				
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	37			ЭГЭС - Энергия1	0.34	1.50	9.2				
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	38			ЭГЭС - Энергия 2	0.34	1.50	9.2				
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	39			Энергия1 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	39			Энергия 2 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	40			Энергия 3 - Энергия 4	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	41			Энергия 3 - Энергия 5	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	42			Энергия 4 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	42			Энергия 5 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	43			Энергия 4 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Энергия 5 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
61	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	44			Энергия1 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
62	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	44			Энергия 2 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	45			Светлая 1 - Светлая 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			Светлая 1 - Светлая 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	47			Светлая 1 - Светлая 4	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
66	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	48			Светлая 1 - Светлая 5	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
67	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			Светлая 2 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
68	<input type="checkbox"/>		Тр-р	46	49			Светлая 3 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	50			Светлая 4 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
70	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50			Светлая 5 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
71	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	51			Светлая 4 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	51			Светлая 5 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
73	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	52			ЭГЭС - ЭГЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		
74	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	53			НГРЭС - НГРЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		

Анцапфы

	N_bd	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_per	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-12	1.000	12	1.000
2	2	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-8	1.500	8	1.500
3	3	%	+	РПН	ВН	1	220.0	110.0	-6	2.000	6	2.000

Трансформаторы

	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0	I_допВН	I_допСН
1	ТДТН-25000...	3х-обм		2	6	7		3	62.8	380.3
2	ТДТНЖ-400...	3х-обм		2		7		4	100.5	608.5
3	ТДТНЖ-400...	3х-обм		2	6			5	100.5	608.5
4	АТДЦТН-630...	АТ		13	16			14	158.3	301.0
5	АТДЦТН-630...	АТ		13	16			15	158.3	301.0
6	АТДЦТН-630...	АТ		27	30			28	158.3	301.0
7	АТДЦТН-630...	АТ		27	30			29	158.3	301.0
8	ТРДН-40000...	2х-расщ		34		35	35		100.5	
9	ТРДН-40000...	2х-расщ		34		35	35		100.5	
10	ТДТНЖ-400...	3х-обм		39	42	43		40	100.5	608.5
11	ТДТНЖ-400...	3х-обм		39	42	43		41	100.5	608.5
12	АТДЦТН-630...	АТ		44	49			45	158.3	301.0
13	АТДЦТН-630...	АТ		44	49			46	158.3	301.0
14	ТДТН-25000...	3х-обм		44	50	51		47	62.8	380.3
15	ТДТН-25000...	3х-обм		44	50	51		48	62.8	380.3

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Исходные данные для расчёта послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3

Послеаварийный режим 1:

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV
1			Нагр	1	ЭГЭС	220							242.0				224.96	2.25
2			Нагр	2	Магдагачи 1	220											224.45	2.02
3			Нагр	3	Магдагачи 2	220											222.36	1.07
4			Нагр	4	Магдагачи 3	220											222.17	0.99
5			Нагр	5	Магдагачи 4	220											222.09	0.95
6			Нагр	6	Магдагачи 5	35			6.5	8.8							37.30	6.57
7			Нагр	7	Магдагачи 6	10			18.1	13.2							10.15	1.55
8			Нагр	8	Гонжа/т	220			68.4	34.6							222.65	1.20
9			Нагр	9	Ульручы/т	220			68.4	34.6							224.50	2.05
10			Нагр	10	Талдан/т 1	220											220.18	0.08
11			Нагр	11	Талдан/т 2	220											220.18	0.08
12			Нагр	12	Талдан/т 3	220			68.4	34.6							220.16	0.07
13			Ген	13	Сковородино 1	220						978.0	230.0	-1,000.0	1,000.0		230.00	4.55
14			Нагр	14	Сковородино 2	220											223.98	1.81
15			Нагр	15	Сковородино 3	220											223.98	1.81
16			Нагр	16	Сковородино 4	110			75.1	9.6							111.97	1.79
17			Нагр	17	Сковородино/т	220			68.4	34.6							229.75	4.43
18			Нагр	18	БАМ/т	220			68.4	34.6							220.75	0.34
19			Нагр	19	Уруша/т	220			68.4	34.6							222.69	1.22
20			Нагр	20	Б.Омутная/т	220			68.4	34.6							223.05	1.39
21			Нагр	21	Ерофей Павлович/т	220			68.4	34.6							220.48	0.22
22			Нагр	22	Аячи/т	220			68.4	34.6							221.96	0.89
23			Нагр	23	Чичатка	220			68.4	34.6							222.45	1.11
24			Нагр	24	Амазар	220			68.4	34.6							220.54	0.25
25			Нагр	25	Семиозёрный	220			68.4	34.6							223.28	1.49
26			Нагр	26	Могоча	220			68.4	34.6							221.45	0.66
27			База	27	Тында 1	220					49.8	239.8	230.0				230.00	4.55
28			Нагр	28	Тында 2	220											221.05	0.48
29			Нагр	29	Тында 3	220											221.58	0.72
30			Нагр	30	Тында 4	110			30.8	8.2							110.96	0.87
31			Нагр	31	НПС-20	220			68.4	34.6							220.35	0.16
32			Нагр	32	НПС-19 1	220											221.44	0.65
33			Нагр	33	НПС-19 2	220											221.44	0.65
34			Нагр	34	НПС-19 3	220											221.59	0.72
35			Нагр	35	НПС-19 4	10			16.5	6.7							10.70	7.00
36			Нагр	36	НГРЭС	220							242.0				221.48	0.67
37			Нагр	37	Энергия 1	220											225.70	2.59
38			Нагр	38	Энергия 2	220											225.50	2.50
39			Нагр	39	Энергия 3	220											225.55	2.52
40			Нагр	40	Энергия 4	220											223.41	1.55
41			Нагр	41	Энергия 5	220											223.89	1.77
42			Нагр	42	Энергия 6	35			29.5	3.4							35.35	1.00
43			Нагр	43	Энергия 7	6			4.8	0.8							6.02	0.33
44			Нагр	44	Светлая 1	220											225.40	2.45
45			Нагр	45	Светлая 2	220											222.65	1.20
46			Нагр	46	Светлая 3	220											222.37	1.08
47			Нагр	47	Светлая 4	220											222.87	1.30
48			Нагр	48	Светлая 5	220											221.87	0.85
49			Нагр	49	Светлая 6	110			56.1	7.0							111.30	1.18
50			Нагр	50	Светлая 7	35			8.1	1.6							35.53	1.51
51			Нагр	51	Светлая 8	10			2.2	0.4							10.05	0.50
52			Ген	52	ЭГЭС НН	16					1,023.0	461.7	15.8	-1,000.0	1,000.0		15.75	
53			Ген	53	НГРЭС НН	16					429.0	16.1	15.8	-1,000.0	1,000.0		15.75	

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД...
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			Тында 1 - Тында 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30			Тында 2 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	30			Тында 3 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	31			Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	31			Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	32			Тында 1 - НПС-19 1	17.64	77.22	475.2				
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	33			Тында 1 - НПС-19 2	17.64	77.22	475.2				
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	34			НПС-19 1 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34			НПС-19 2 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35			НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	36			НПС-19 1 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	36			НПС-19 2 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	13			Магдагачи 1 - Сковород...	15.18	66.45	408.9				
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	37			ЗГЭС - Энергия1	0.34	1.50	9.2				
52	<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	1	38			ЗГЭС - Энергия 2	0.34	1.50	9.2				
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	39			Энергия1 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	39			Энергия 2 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	40			Энергия 3 - Энергия 4	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	39	41			Энергия 3 - Энергия 5	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	42			Энергия 4 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	42			Энергия 5 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	43			Энергия 4 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Энергия 5 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
61	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	44			Энергия1 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
62	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	38	44			Энергия 2 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	45			Светлая 1 - Светлая 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	46			Светлая 1 - Светлая 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	47			Светлая 1 - Светлая 4	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
66	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	48			Светлая 1 - Светлая 5	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
67	<input type="checkbox"/>		Тр-р	45	49			Светлая 2 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
68	<input type="checkbox"/>		Тр-р	46	49			Светлая 3 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	50			Светлая 4 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
70	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50			Светлая 5 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
71	<input type="checkbox"/>		Тр-р	47	51			Светлая 4 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	51			Светлая 5 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
73	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	52			ЗГЭС - ЗГЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		
74	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	53			НГРЭС - НГРЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		

Анцапфы

	N_bd	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	∇	N_анц	Шаг
1	1	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-12	1.000		12	1.000
2	2	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-8	1.500		8	1.500
3	3	%	+	РПН	ВН	1	220.0	110.0	-6	2.000		6	2.000

Трансформаторы

	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0	I_допВН	I_допСН
1	ТДТН-25000...	Зх-обм	2	6		7		3	62.8	380.3
2	ТДТНЖ-400...	Зх-обм	2			7		4	100.5	608.5
3	ТДТНЖ-400...	Зх-обм	2	6				5	100.5	608.5
4	АТДЦТН-630...	АТ	13	16				14	158.3	301.0
5	АТДЦТН-630...	АТ	13	16				15	158.3	301.0
6	АТДЦТН-630...	АТ	27	30				28	158.3	301.0
7	АТДЦТН-630...	АТ	27	30				29	158.3	301.0
8	ТРДН-40000...	2х-расщ	34			35	35		100.5	
9	ТРДН-40000...	2х-расщ	34			35	35		100.5	
10	ТДТНЖ-400...	Зх-обм	39	42	43			40	100.5	608.5
11	ТДТНЖ-400...	Зх-обм	39	42	43			41	100.5	608.5
12	АТДЦТН-630...	АТ	44	49				45	158.3	301.0
13	АТДЦТН-630...	АТ	44	49				46	158.3	301.0
14	ТДТН-25000...	Зх-обм	44	50	51			47	62.8	380.3
15	ТДТН-25000...	Зх-обм	44	50	51			48	62.8	380.3

Послеаварийный режим 2:

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_H	Q_H	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ЗГЭС	220							242.0				223.56	1.62
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Магдагачи 1	220											222.65	1.20
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Магдагачи 2	220											221.89	0.86
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Магдагачи 3	220											221.75	0.80
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Магдагачи 4	220											221.45	0.66
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Магдагачи 5	35			6.5	8.8							35.35	1.00
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Магдагачи 6	10			18.1	13.2							10.25	2.48
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Гонжа/т	220			68.4	34.6							220.54	0.25
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Ульручи/т	220			68.4	34.6							223.28	1.49
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Талдан/т 1	220											221.70	0.77
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Талдан/т 2	220											221.70	0.77
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Талдан/т 3	220			68.4	34.6							221.59	0.72
13	<input type="checkbox"/>		Ген	13	Сковородино 1	220						989.0	230.0	-1,000.0	1,000.0		230.00	4.55
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Сковородино 2	220											223.98	1.81
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Сковородино 3	220											223.98	1.81
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Сковородино 4	110			75.1	9.6							111.97	1.79
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	Сковородино/т	220			68.4	34.6							225.55	2.52
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	БАМ/т	220			68.4	34.6							220.75	0.34
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	Уруша/т	220			68.4	34.6							222.69	1.22
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	Б.Онутная/т	220			68.4	34.6							220.35	0.16
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Ерофей Павлович/т	220			68.4	34.6							229.75	4.43
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Аячи/т	220			68.4	34.6							220.75	0.34
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Чичатка	220			68.4	34.6							222.69	1.22
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	Амазар	220			68.4	34.6							223.05	1.39
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Семиозёрный	220			68.4	34.6							220.48	0.22
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	Могоча	220			68.4	34.6							223.28	1.49
27	<input type="checkbox"/>		База	27	Тында 1	220					49.6	238.0	230.0				230.00	4.55
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	Тында 2	220											223.56	1.62
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	Тында 3	220											223.17	1.44
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Тында 4	110			30.8	8.2							110.96	0.87
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НПС-20	220			68.4	34.6							228.96	4.07
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НПС-19 1	220											221.41	0.64
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	НПС-19 2	220											221.41	0.64
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НПС-19 3	220											221.29	0.59
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	НПС-19 4	10			16.5	6.7							10.64	6.40
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НГРЭС	220							242.0				224.68	2.13
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	Энергия1	220											225.70	2.59

37	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		Тында 1 - Тында 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
38	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		Тында 2 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
39	<input type="checkbox"/>	Тр-р	29	30		Тында 3 - Тында 4	1.40		6.0	0.9	0.560	1	3
40	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	31		Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
41	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	31		Тында 1 - НПС-20	2.35	8.46	50.5				
42	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	32		Тында 1 - НПС-19 1	17.64	77.22	475.2				
43	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	27	33		Тында 1 - НПС-19 2	17.64	77.22	475.2				
44	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	32	34		НПС-19 1 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
45	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	34		НПС-19 2 - НПС-19 3	0.98	3.52	21.1				
46	<input type="checkbox"/>	Тр-р	34	35		НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
47	<input type="checkbox"/>	Тр-р	34	35		НПС-19 3 - НПС-19 4	5.60	158.70	8.3	1.0	0.045		
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	32	36		НПС-19 1 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
49	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	33	36		НПС-19 2 - НГРЭС	0.39	1.72	10.6				
50	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	13		Магдагачи 1 - Сковород...	15.18	66.45	408.9				
51	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	37		ЗГЭС - Энергия1	0.34	1.50	9.2				
52	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	38		ЗГЭС - Энергия 2	0.34	1.50	9.2				
53	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	37	39		Энергия1 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
54	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	38	39		Энергия 2 - Энергия 3	0.21	0.92	5.7				
55	<input type="checkbox"/>	Тр-р	39	40		Энергия 3 - Энергия 4	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
56	<input type="checkbox"/>	Тр-р	39	41		Энергия 3 - Энергия 5	3.90	165.00	8.1	1.2	1.000		
57	<input type="checkbox"/>	Тр-р	40	42		Энергия 4 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
58	<input type="checkbox"/>	Тр-р	41	42		Энергия 5 - Энергия 6	3.90		8.1	1.2	0.159		
59	<input type="checkbox"/>	Тр-р	40	43		Энергия 4 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
60	<input type="checkbox"/>	Тр-р	41	43		Энергия 5 - Энергия 7	3.90	125.00	8.1	1.2	0.027		
61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	37	44		Энергия1 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	38	44		Энергия 2 - Светлая 1	0.83	2.98	17.8				
63	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	45		Светлая 1 - Светлая 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
64	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	46		Светлая 1 - Светлая 3	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		
65	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	47		Светлая 1 - Светлая 4	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
66	<input type="checkbox"/>	Тр-р	44	48		Светлая 1 - Светлая 5	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		
67	<input type="checkbox"/>	Тр-р	45	49		Светлая 2 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
68	<input type="checkbox"/>	Тр-р	46	49		Светлая 3 - Светлая 6	1.40		6.0	0.9	0.500		
69	<input type="checkbox"/>	Тр-р	47	50		Светлая 4 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
70	<input type="checkbox"/>	Тр-р	48	50		Светлая 5 - Светлая 7	5.70		5.7	1.0	0.159		
71	<input type="checkbox"/>	Тр-р	47	51		Светлая 4 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
72	<input type="checkbox"/>	Тр-р	48	51		Светлая 5 - Светлая 8	5.70	148.00	5.7	1.0	0.045		
73	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	52		ЗГЭС - ЗГЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		
74	<input type="checkbox"/>	Тр-р	36	53		НГРЭС - НГРЭС НН	0.60	25.70	9.4	1.5	0.072		

Анцапфы

	N_bd	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-12	1.000	12	1.000
2	2	%	+	РПН	ВН	1	220.0	10.0	-8	1.500	8	1.500
3	3	%	+	РПН	ВН	1	220.0	110.0	-6	2.000	6	2.000

Трансформаторы

	N	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0	I_допВН	I_допСН
1	1	ТДТН-25000...	3х-обм		2	6	7		3	62.8	380.3
2	2	ТДТНЖ-400...	3х-обм		2		7		4	100.5	608.5
3	3	ТДТНЖ-400...	3х-обм		2	6			5	100.5	608.5
4	4	АТДЦТН-630...	АТ		13	16			14	158.3	301.0
5	5	АТДЦТН-630...	АТ		13	16			15	158.3	301.0
6	6	АТДЦТН-630...	АТ		27	30			28	158.3	301.0
7	7	АТДЦТН-630...	АТ		27	30			29	158.3	301.0
8	8	ТРДН-40000...	2х-расщ		34		35	35		100.5	
9	9	ТРДН-40000...	2х-расщ		34		35	35		100.5	
10	10	ТДТНЖ-400...	3х-обм		39	42	43		40	100.5	608.5
11	11	ТДТНЖ-400...	3х-обм		39	42	43		41	100.5	608.5
12	12	АТДЦТН-630...	АТ		44	49			45	158.3	301.0
13	13	АТДЦТН-630...	АТ		44	49			46	158.3	301.0
14	14	ТДТН-25000...	3х-обм		44	50	51		47	62.8	380.3
15	15	ТДТН-25000...	3х-обм		44	50	51		48	62.8	380.3