

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» с центром питания подстанция Чугуевка для повышения надежности электроснабжения потребителей

Исполнитель

студент группы 942об2

подпись, дата

А.А. Гуля

Руководитель

профессор,

доктор техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

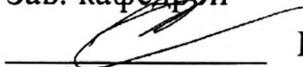
Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 17 » 04 2023г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Тюме Алексея Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» с целью повышения надежности электроснабжения потребителей
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрические схемы подстанции, однолинейные схемы подстанции, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристики района реконструкции, разработки вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, проектирование заземлителей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 16 рисунков, 44 таблицы, 29 источников

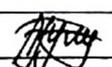
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность - Андрей Борисович Физгалов, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 17.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

профессор, доктор техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 19.06.2023


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 131 с., 16 рисунков, 44 таблицы, 29 источников, 2 приложения.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ, РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НАГРУЗОК, РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, РАЗРАБОТКА СХЕМЫ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе были разработаны варианты реконструкции электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» с центром питания ПС Чугуевка для повышения надежности электроснабжения потребителей. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено необходимое оборудование, спроектирована схема. Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры шума силового трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – энергетическая система.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Чугуевского муниципального округа	10
1.2 Характеристика электрических сетей района реконструкции	11
1.3 Выбор эквивалента электрической сети и анализ существующих режимов	12
1.3.1 Параметры для расчета режимов	13
1.3.2 Анализ результатов расчета режимов	30
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	31
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок с учетом прогноза	33
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	37
3 Разработка вариантов реконструкции электрических сетей	41
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	41
3.2 Выбор устройств малой генерации	46
3.3 Технико-экономический расчет	47
3.3.1 Расчет капиталовложений	47
3.3.2 Расчет эксплуатационных издержек	52
3.3.3 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД	56
4 Расчет токов короткого замыкания	62
4.1 Расчет в RastrKZ	62
4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	63
4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	65
5 Разработка однолинейной схемы и плана подстанции Соколовка	69
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	71
6.1 Конструктивное исполнение ПС 35 кВ Соколовка	71

6.2	Выбор и проверка выключателей	72
6.3	Выбор и проверка разъединителей	77
6.4	Выбор трансформаторов тока	78
6.5	Выбор трансформаторов напряжения	81
6.6	Выбор и проверка токоведущих частей	84
6.7	Выбор и проверка опорных изоляторов	85
6.8	Проверка ТСН	87
6.9	Выбор аккумуляторных батарей	88
6.10	Выбор ограничителей перенапряжений	90
7	Молниезащита и заземление подстанции 35/10 кв соколовка	93
7.1	Расчёт заземления	93
7.2	Защита от прямых ударов молнии	98
8	Релейная защита	101
8.1	Общие принципы построения защит	101
8.2	Защита трансформатора	101
8.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	102
8.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	104
8.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	108
8.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения	110
8.7	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения	111
8.8	Защита от перегрузки	112
8.9	Газовая защита	114
9	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	115
10	Безопасность и экологичность	116
10.1	Безопасность	116
10.2	Экологичность	119
10.3	Чрезвычайные ситуации	125

Заключение	128
Библиографический список	129
Приложение А. Расчет аварийных режимов после реконструкции	132
Приложение Б. Экономический расчет	139

ВВЕДЕНИЕ

Для энергосистемы Приморского края характерна положительная динамика роста потребления электроэнергии. Наибольший рост наблюдается для следующих групп потребителей:

- добыча полезных ископаемых;
- обрабатывающие производства;
- водоснабжение;
- сбор и утилизация отходов;
- оптовая и розничная торговля;
- городское и сельское население.

Основными задачами развития электроэнергетики Приморского края на данный момент являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения спроса на тепловую и электрическую энергию, разработка дополнительных предложений по удовлетворению спроса на электрическую энергию.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрических сетей филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» с центром питания подстанция Чугуевка для повышения надежности электроснабжения потребителей.

Цель работы – разработка наиболее рациональных вариантов реконструкции рассматриваемого участка для повышения надежности электроснабжения потребителей.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- анализ электроэнергетической системы;
- расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработка вариантов реконструкции сети;

- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор необходимого оборудования подстанции, разработка заземления и молниезащиты подстанции;
- расчет безопасности и экологичности проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, RastrWin 3, MathType 6.0 Equation.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Подстанция Чугуевка находится на территории села Чугуевка – административного центра Чугуевского муниципального округа.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Чугуевского муниципального округа

Чугуевский муниципальный округ – административно-территориальная единица в Приморском крае.

Площадь территории составляет 12 350 км².

Через Чугуевский муниципальный округ с юга на север протягивается долина верхнего течения р. Уссури. С востока к ней примыкают долины крупных притоков — Павловки и Журавлёвки. Ширина долины Уссури достигает 5 км, притоков — не более 3 км. Вся остальная территория за пределами крупных долин представляет собой пересечённую местность, покрытую широколиственными, смешанными и хвойными лесами.

Климат округа умеренный муссонный. Зима морозная, сухая, отличается ясной погодой. Преобладающее направление ветра – северное. Весна прохладная, характеризуется повышением влажности. Частым явлением становятся морозящие дожди, туман, преобладающее направление ветра меняется с северного, на юго-восточное и южное. Лето характеризуется тёплой погодой с преобладанием южных ветров. Относительная влажность воздуха высокая – 74,8%.

Среднегодовая температура воздуха в округе +4 °С. Самым тёплым месяцем является август со средней температурой +20,2 °С, самым холодным — январь с температурой –15,6 °С.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	V
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Нормативное ветровое давление, Па	800(36 м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Удельная плотность ударов молнии в землю, 1/(км ² · год)	1
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+4,0
Средний минимум, °С	минус 0,5
Абсолютный минимум, °С	минус 31,4
Средний максимум, °С	+8,7
Абсолютный максимум, °С	+33,6

На территории Приморского края преобладает горный рельеф. Низменные межгорные впадины и речные долины занимают лишь около двадцати процентов территории.

1.2 Характеристика электрических сетей района реконструкции

Энергосистема Приморского края успешно функционирует в рамках обширной Объединенной энергетической системы Востока. Она представляет собой уникальное сочетание энергосистем Приморья, Амурской области, Хабаровского края и Республики Саха (Якутии), создающее впечатляющий энергетический комплекс.

Важно отметить, что энергосистема Приморского края находится в ведении Филиала Акционерного общества "СО ЕЭС" Приморское РДУ, которому доверена операционная зона данной системы. Это обеспечивает эффективное управление и координацию ее работы.

Связь между энергосистемами Приморского края, Хабаровского края и

Еврейской автономной области обеспечивается через надежные и эффективные линии передачи электроэнергии, обеспечивающие энергетическую стабильность и непрерывность в регионе:

- ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Розенгартовка/т;
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС – Бикин.

Выделяются следующие крупные энергорайоны электрических сетей на территории энергосистемы Приморского края:

- южные электрические сети;
- центральные электрические сети;
- западные электрические сети;
- северные электрические сети.

Рассматриваемый район реконструкции относится к району центральных электрических сетей.

По состоянию на 01.05.2023 год территорию округа питают следующие электростанции:

- Приморская ГРЭС;
- Партизанская ГРЭС;
- Артемовская ТЭЦ.

1.3 Выбор эквивалента электрической сети и анализ существующих режимов

Существующий режим анализируется по результатам контрольных замеров. Эквивалент анализируемого участка сети включает в себя следующие подстанции: ПС 500 кВ Чугуевка-2, ПС 220 кВ Чугуевка, ПС 220 кВ Арсеньев-2, ПС 110 кВ Молодежная, ПС 35 кВ Уборка, ПС 35 кВ Самарка, ПС 35 кВ Соколовка, ПС 35 кВ Фадеево, ПС 35 кВ Извилинка, ПС 35 кВ Бреевка, ПС 35 кВ Октябрьская.

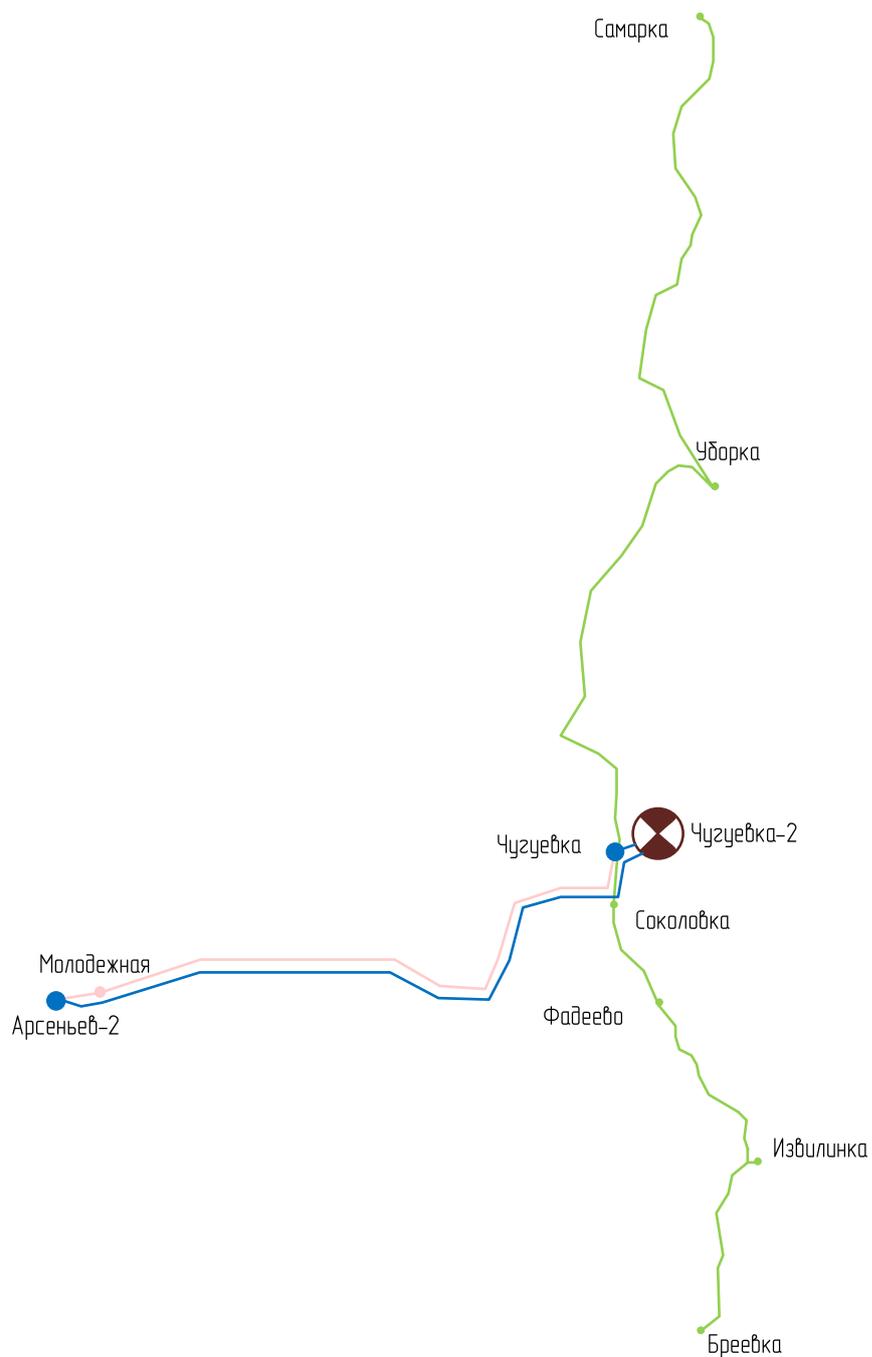


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети

1.3.1 Параметры для расчета режимов

Электроэнергетическая система — это неотъемлемый жизненный компонент, определяющий текущие параметры функционирования системы. При разработке электрических сетей особое внимание уделяется расчету различных режимов работы данной системы. В результате этих расчетов получают важные характеристики, такие как активная и реактивная

мощность, протекающая через различные компоненты сети, а также потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и так далее.

Проведение анализа параметров в различных режимах, включая нормальный, послеаварийный и ремонтный, играет важную роль в выявлении уязвимых мест в сети в различных ситуациях и обеспечении надежного и бесперебойного электроснабжения для потребителей. Такой подход позволяет заранее прогнозировать возможные проблемы и принимать меры по их предотвращению, что обеспечивает эффективное функционирование электроэнергетической системы в любых условиях.

Изучение характеристик различных режимов, таких как нормальный, послеаварийный и ремонтный, позволяет заранее обнаруживать уязвимые точки в электроэнергетической сети в различных ситуациях, обеспечивая надежное и непрерывное электроснабжение для потребителей.

Для проведения расчета режимов в данной исследовательской работе использовался специализированный вычислительный комплекс RastrWin 3. Для получения характеристик режима в RastrWin 3 требуется расчет параметров компонентов электрической сети, включая линии, трансформаторы и другие элементы, учитывая их сопротивления, проводимости и коэффициенты трансформации.

Генераторы определяются по их активной мощности, модулю напряжения и установленным ограничениям на производство и потребление реактивной мощности.

Балансировочный блок настраивается в соответствии с заданным значением модуля напряжения. Для расчета режима в RastrWin 3 необходимо провести расчет параметров линий, трансформаторов и шунтирующих реакторов. [16,24].

Активное сопротивление линии:

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

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

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

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

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

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}} \quad (6)$$

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1 \quad (7)$$

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

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

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

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

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

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

В начале рассчитаем ремонтный режим, в котором была система при взятии замеров для подтверждения действительности эквивалента.

Таблица 2 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	$I_{нач}, A$	$I_{кон}, A$	$I_{доп.ДДТН}, A$	$I_{доп.расч.ДДТН}, A$	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	224	605	862	26
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	214	215	445	634	33,9
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	2		690	983	0,2
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	84	88	445	634	13,8
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	24	24	210	299	8
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	24	24	210	299	8
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	22	22	265	377	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	13	13	265	377	3,4
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	265	377	1,9
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	42	42	265	377	11,0
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	9	9	330	470	1,9
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	6	6	130	185	3,0

Таблица 3 – Расчетные значения напряжений в узлах

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	dU, %
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5.36
СН 220 кВ Чугуевка 2	220	231,07	5.03
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,61	6.14
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,61	6.14
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	116,79	6.18
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	116,79	6.18
СН 35 кВ Молодежная	35	37,18	6.26
СН 35 кВ Молодежная	35	37,18	6.26
НН 6 кВ Молодежная	6	6,31	5.19
НН 6 кВ Молодежная	6	6,31	5.19
ВН 220 кВ Чугуевка	220	231,07	5.03
НН 0.4 кВ Извилинка	0,4	0,373	-6.80

Для подтверждения достоверности эквивалента сети требуется осуществить компаративный анализ напряжений, полученных из контрольных измерений, и расчетных значений напряжений в предельном режиме сети, а также оценить погрешность проведенных расчетов.

Этот процесс включает в себя сопоставление измеренных значений напряжений в различных точках сети с расчетными значениями, полученными на основе эквивалента сети. Сравнительный анализ позволяет определить, насколько близки эти значения и насколько точно эквивалент сети отображает реальное состояние сети.

Оценка погрешности расчетов позволяет определить точность эквивалента сети и его соответствие реальным условиям. Погрешность может

быть выражена в процентах или других единицах измерения, и ее анализ помогает определить, насколько надежны расчеты и эквивалент сети.

Этот сравнительный анализ и оценка погрешности имеют большое значение при подтверждении корректности эквивалента сети и обеспечении достоверности результатов расчетов.

Таблица 4 – Сравнение значений напряжения

Название	С контрольных замеров напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
ПС Чугуевка-2 500 кВ	497,11	500	0,58
ПС Чугуевка-2 220 кВ	230,01	231,07	0,46
ПС Чугуевка 110 кВ	111,26	112,4	1,01
ПС Чугуевка 35 кВ	33,33	35,2	5,31
ПС Молодежная 110 кВ	114,03	115,2	1,02
ПС Молодежная 35 кВ	38,63	37,19	-3,87
ПС Арсеньев-2 220 кВ	224,86	226,32	0,65
ПС Арсеньев-2 110 кВ	116,6	116,8	0,17
ПС Октябрьская 35 кВ	33,72	35,11	3,96
ПС Соколовка 35 кВ	33,09	34,76	4,80
ПС Фадеево 35 кВ	32,9	34,57	4,83
ПС Извилинка 35 кВ	32,8	34,37	4,57
ПС Бреевка 35 кВ	32,72	34,29	4,58
ПС Уборка 35 кВ	31,94	33,67	5,14
ПС Самарка 35 кВ	31,7	33,43	5,17

Дополнительно для подтверждения действительности, произведем сравнительный анализ токов, взятых с контрольных замеров и расчетных с максимального режима сети, а также оценим погрешность расчетов.

Таблица 5 – Сравнение значений токов

Название	Расчетный ток, А	Ток с замеров, А	Погрешность реактивного перетока, %
1	2	3	4
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	226	2,65
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	214	216	0,93
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	84	88	4,55
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	42	43	2,33
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	24	24	0,00
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	24	23	-4,35
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	22	21	-4,76
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	13	12	-8,33

1	2	3	4
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	9	9	0,00
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	0,00
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	6	6	0,00

После проведения подробного сравнительного анализа можно с уверенностью заключить, что эквивалент сети является достоверным и надежным, и его можно использовать для дальнейшей работы.

В таблицах приведены рассчитанные параметры максимального режима. Данный режим схож с нормальным, так как все необходимое оборудование находится в работе, но нагрузки являются максимальными.

Таблица 6 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	10	ВН 500 кВ Чугуевка 2	500	41,8	-88,8	329,4	-99,7	500,00
Нагр	1	0 Чугуевка 2	500	0	0	0	0	500,72
Нагр	2	НН 10 кВ Чугуевка 2	10	0	0	0	0	10,53
Нагр	3	СН 220 кВ Чугуевка 2	220	200,0	-33,8	0	0	231,15
Нагр	4	ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	0	0	0	0	228,69
Нагр	5	ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	0	0	16,1	22,3	228,69
Нагр	6	0 Арсеньев 2	220	0	0	0	0	225,50
Нагр	7	0 Арсеньев 2	220	0	0	0	0	225,50
Нагр	8	НН 10 кВ Арсеньев 2	10	0,4	0,1	0	0	10,78
Нагр	9	НН 10 кВ Арсеньев 2	10	0,4	0	0	0	10,78
Нагр	11	СН 110 кВ Арсеньев 2	110	60,0	20,9	0	0	118,65
Нагр	12	СН 110 кВ Арсеньев 2	110	0	0	0	0	118,66
Нагр	13	ВН 110 кВ Молодежная	110	0	0	0	0	118,07
Нагр	14	ВН 110 кВ Молодежная	110	0	0	0	0	118,07
Нагр	15	0 Молодежная	110	0	0	0	0	114,19
Нагр	16	СН 35 кВ Молодежная	35	5,1	2,0	0	0	38,19
Нагр	17	СН 35 кВ Молодежная	35	4,2	1,7	0	0	38,19
Нагр	18	0 Молодежная	110	0	0	0	0	114,19
Нагр	19	НН 6 кВ Молодежная	6	6,7	2,0	0	0	6,48
Нагр	21	НН 6 кВ Молодежная	6	7,6	2,3	0	0	6,48
Нагр	22	ВН 220 кВ Чугуевка	220	0	0	0	0	231,11
Нагр	23	0 220 кВ Чугуевка	220	0	0	0	0	227,33
Нагр	24	НН 10 кВ Чугуевка	10	0	0	0	0	10,87
Нагр	25	ВН 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	119,70
Нагр	26	ВН 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	119,70
Нагр	27	0 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	116,45
Нагр	28	0 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	116,45
Нагр	29	НН 10 кВ Чугуевка	10	6,0	1,2	0	0	11,02
Нагр	30	НН 10 кВ Чугуевка	10	6,0	1,2	0	0	11,02
Нагр	31	СН 35 кВ Чугуевка	35	0	0	0	0	37,68

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	32	СН 35 кВ Чугуевка	35	0	0	0	0	37,68
Нагр	33	ВН 35 кВ Октябрьская	35	0	0	0	0	37,59
Нагр	34	НН 0.4 кВ Октябрьская	0,4	0	0	0	0	0,43
Нагр	35	ВН 35 кВ Соколовка	35	0	0	0	0	37,26
Нагр	36	ВН 35 кВ Соколовка	35	0	0	0	0	37,26
Нагр	37	НН 10 кВ Соколовка	10	0	0	0	0	11,16
Нагр	38	НН 10 кВ Соколовка	10	0,1	0,1	0	0	11,16
Нагр	39	ВН 35 кВ Фадеево	35	0	0	0	0	37,07
Нагр	40	ВН 35 кВ Фадеево	35	0	0	0	0	37,07
Нагр	41	НН 10 кВ Фадеево	10	0,5	0,1	0	0	11,08
Нагр	42	НН 10 кВ Фадеево	10	0	0	0	0	11,08
Нагр	43	Отпайка Извилинка	35	0	0	0	0	36,89
Нагр	44	НН 0.4 кВ Извилинка	0,4	0,3	0,1	0	0	0,40
Нагр	45	ВН 35 кВ Бреевка	35	0	0	0	0	36,82
Нагр	46	НН 10 кВ Бреевка	10	0,4	0,1	0	0	11,01
Нагр	47	НН 10 кВ Бреевка	10	0	0	0	0	11,01
Нагр	48	ВН 35 кВ Уборка	35	0	0	0	0	36,24
Нагр	49	ВН 35 кВ Уборка	35	0	0	0	0	36,24
Нагр	50	НН 10 кВ Уборка	10	0	0	0	0	10,70
Нагр	51	НН 10 кВ Уборка	10	1,8	0,5	0	0	10,70
Нагр	52	ВН 35 кВ Самарка	35	0	0	0	0	36,02
Нагр	53	НН 10 кВ Самарка	10	0	0	0	0	10,77
Нагр	54	НН 10 кВ Самарка	10	0,5	0,1	0	0	10,77
Нагр	55	0 Чугуевка 2	500	0	0	0	0	500,72
Нагр	56	0 Чугуевка 2	500	0	0	0	0	500,72
Нагр	20	ВН 35 кВ Извилинка	35	0	0	0	0	36,88

Таблица 7 – Параметры ветвей

Название	R	X	B	Кт/г	P _{нач}	Q _{нач}
1	2	3	4	5	6	7
ВН 500 кВ Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	0,48	60,84	7,9	1,000	-96	4
ВН 500 кВ Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	0,48	60,84	7,9	1,000	-96	4
ВН 500 кВ Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	0,48	60,84	7,9	1,000	-96	4
0 Чугуевка 2 - СН 220 кВ Чугуевка 2	0,48	-6,19	0	0,462	-96	8
0 Чугуевка 2 - СН 220 кВ Чугуевка 2	0,48	-6,19	0	0,462	-96	8
0 Чугуевка 2 - СН 220 кВ Чугуевка 2	0,48	-6,19	0	0,462	-96	8
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	7,12	25,80	-166,1	0	-58	-2
ВН 220 кВ Арсеньев 2 - 0 Арсеньев 2	0,49	48,67	11,7	1,000	-37	-16
ВН 220 кВ Арсеньев 2 - 0 Арсеньев 2	0,49	48,67	11,7	1,000	-37	-16
0 Арсеньев 2 - СН 110 кВ Арсеньев 2	0,49	-2,06	0	0,526	-37	-14
0 Арсеньев 2 - СН 110 кВ Арсеньев 2	0,49	-2,06	0	0,526	-37	-14
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	0,13	0,56	-3,4	0	-28	-9
ВН 220 кВ Чугуевка - 0 220 кВ Чугуевка	1,43	104,11	5,9	1,000	-27	-9
0 220 кВ Чугуевка - ВН 110 кВ Чугуевка	1,43	-11,67	0	0,526	-27	-7
СН 110 кВ Арсеньев 2 - СН 110 кВ Арсеньев 2	0	0	0	0	-23	-7
ВН 220 кВ Арсеньев 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	0	0	0	0	-21	6
ВН 110 кВ Чугуевка - ВН 110 кВ Чугуевка	0	0	0	0	-19	-5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	2,54	5,33	-34,2	0	-13	-7
ВН 110 кВ Молодежная - 0 Молодежная	2,58	88,82	12,0	1,000	-12	-5
ВН 110 кВ Молодежная - 0 Молодежная	2,58	88,82	12,0	1,000	-12	-5
ВН 110 кВ Чугуевка - 0 110 кВ Чугуевка	5,03	142,08	8,2	1,000	-8	-3
ВН 110 кВ Чугуевка - 0 110 кВ Чугуевка	5,03	142,08	8,2	1,000	-8	-3
0 Молодежная - НН 6 кВ Молодежная	2,58	51,60	0	0,057	-7	-2
0 Молодежная - НН 6 кВ Молодежная	2,58	51,60	0	0,057	-7	-2
0 110 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	5,03	82,50	0	0,096	-6	-1
0 110 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	5,03	82,50	0	0,096	-6	-1
0 Молодежная - СН 35 кВ Молодежная	2,58	0	0	0,335	-5	-2
0 Молодежная - СН 35 кВ Молодежная	2,58	0	0	0,335	-5	-2
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	17,03	17,03	0	0	-2	-1
0 110 кВ Чугуевка - СН 35 кВ Чугуевка	5,03	0	0	0,324	-2	-1
0 110 кВ Чугуевка - СН 35 кВ Чугуевка	5,03	0	0	0,324	-2	-1
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Уборка	0	0	0	0	-1	0
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	2,08	1,25	0	0	-1	-1
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	7,42	4,45	0	0	-1	-1
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Соколовка	0	0	0	0	-1	0
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	4,09	4,09	0	0	-1	0
ВН 35 кВ Фадеево - ВН 35 кВ Фадеево	0	0	0	0	-1	0
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Молодежная	0	0	0	0	-1	-2
ВН 35 кВ Уборка - НН 10 кВ Уборка	8,61	49,01	18,0	0,300	-1	0
ВН 35 кВ Уборка - НН 10 кВ Уборка	8,61	49,01	18,0	0,300	-1	0
НН 10 кВ Уборка - НН 10 кВ Уборка	0	0	0	0	-1	0
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	6,79	6,79	0	0	-1	0
СН 35 кВ Чугуевка - СН 35 кВ Чугуевка	0	0	0	0	-1	0
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	12,58	17,04	0	0	-1	0
0 Арсеньев 2 - НН 10 кВ Арсеньев 2	0,49	82,52	0	0,048	0	0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	4,85	4,85	0	0	0	0
НН 6 кВ Молодежная - НН 6 кВ Молодежная	0	0	0	0	0	0
0 Арсеньев 2 - НН 10 кВ Арсеньев 2	0,49	82,52	0	0,048	0	0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	0,98	0,34	0	0	0	0
ВН 35 кВ Извилинка - НН 0.4 кВ Извилинка	72,00	318,00	4,7	0,011	0	0
ВН 35 кВ Фадеево - НН 10 кВ Фадеево	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Фадеево - НН 10 кВ Фадеево	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Самарка - НН 10 кВ Самарка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Самарка - НН 10 кВ Самарка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
НН 10 кВ Самарка - НН 10 кВ Самарка	0	0	0	0	0	0
ВН 35 кВ Бреевка - НН 10 кВ Бреевка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Бреевка - НН 10 кВ Бреевка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Соколовка - НН 10 кВ Соколовка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Соколовка - НН 10 кВ Соколовка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
НН 10 кВ Соколовка - НН 10 кВ Соколовка	0	0	0	0	0	0
НН 10 кВ Арсеньев 2 - НН 10 кВ Арсеньев 2	0	0	0	0	0	0
ВН 35 кВ Октябрьская - НН 0.4 кВ Октябрьская	14,90	0	12,2	0,011	0	0
0 Чугуевка 2 - НН 10 кВ Чугуевка 2	0,48	112,99	0	0,021	0	0
0 Чугуевка 2 - НН 10 кВ Чугуевка 2	0,48	112,99	0	0,021	0	0
0 Чугуевка 2 - НН 10 кВ Чугуевка 2	0,48	112,99	0	0,021	0	0

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
0 220 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	1,43	195,64	0	0,048	0	0
НН 10 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	0	0	0	0	0	0
НН 10 кВ Бреевка - НН 10 кВ Бреевка	0	0	0	0	0	0
НН 10 кВ Фадеево - НН 10 кВ Фадеево	0	0	0	0	0	0
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	11,75	24,68	-158,7	0	11	4

Таблица 8 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме при t минус 5°С

Название	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{доп.ДДТН} , А	I _{доп.расч.ДДТН} , А	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	146	148	605	780	19,0
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	71	72	445	574	12,5
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	73	71	690	890	8,2
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	56	54	445	574	9,8
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	23	23	210	270	8,3
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	22	22	210	270	8,3
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	20	20	265	341	5,9
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	12	12	265	341	3,5
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	265	341	2,0
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	39	39	265	341	11,4
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	8	8	330	425	2,0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	5	5	130	167	3,1

Таблица 9– Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме при t +25°С

Название	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{доп.ДДТН} , А	I _{доп.расч.ДДТН} , А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	146	148	605	605	24,5
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	71	72	445	445	16,2
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	73	71	690	690	10,6
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	56	54	445	445	12,7
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	23	23	210	210	10,7
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	22	22	210	210	10,6
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	20	20	265	265	7,7
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	12	12	265	265	4,6
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	265	265	2,6
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	39	39	265	265	14,7
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	8	8	330	330	2,5
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	5	5	130	130	4,0

Таблица 10 – Расчетные значения напряжений в узлах при нормальном режиме

Название	$U_{ном}$, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,40
СН 220 кВ Чугуевка 2	220	231,15	5,07
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,78	7,84
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,78	7,84
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	118,65	7,87
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	118,66	7,87
ВН 110 кВ Молодежная	110	118,07	7,34
ВН 110 кВ Молодежная	110	118,07	7,34
СН 35 кВ Молодежная	35	38,19	9,13
СН 35 кВ Молодежная	35	38,19	9,13
НН 6 кВ Молодежная	6	6,48	8,09
НН 6 кВ Молодежная	6	6,48	8,09
ВН 220 кВ Чугуевка	220	231,11	5,05
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,87	8,73
ВН 110 кВ Чугуевка	110	119,70	8,83
ВН 110 кВ Чугуевка	110	119,70	8,82
0 110 кВ Чугуевка	110	116,45	5,87
0 110 кВ Чугуевка	110	116,45	5,87
НН 10 кВ Чугуевка	10	11,02	10,26
НН 10 кВ Чугуевка	10	11,02	10,26
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,68	7,68
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,68	7,68
ВН 35 кВ Октябрьская	35	37,59	7,41
НН 0.4 кВ Октябрьская	0,4	0,42	7,42
ВН 35 кВ Соколовка	35	37,26	6,46
ВН 35 кВ Соколовка	35	37,26	6,46
НН 10 кВ Соколовка	10	11,16	11,68
НН 10 кВ Соколовка	10	11,16	11,68
ВН 35 кВ Фадеево	35	37,07	5,94
ВН 35 кВ Фадеево	35	37,07	5,94
НН 10 кВ Фадеево	10	11,08	10,88
НН 10 кВ Фадеево	10	11,08	10,88
Отпайка Извилинка	35	36,89	5,42
ВН 35 кВ Бреевка	35	36,82	5,21
НН 10 кВ Бреевка	10	11,01	10,14
НН 10 кВ Бреевка	10	11,01	10,14
НН 10 кВ Уборка	10	10,70	7,02
НН 10 кВ Уборка	10	10,70	7,02
НН 10 кВ Самарка	10	10,77	7,79
НН 10 кВ Самарка	10	10,77	7,79
ВН 35 кВ Извилинка	35	36,88	5,39

В данном режиме токовые нагрузки на линии электропередачи находятся в пределах допустимых значений, однако напряжения в узлах превышают допустимые пределы на низкой стороне подстанций Чугуевка, Соколовка и Бреевка. Для решения этой проблемы используются специальные устройства, такие как ПБВ и РПН.

Для определения необходимого объема работ по реконструкции требуется провести расчеты послеаварийных режимов, идентифицировать наиболее нагруженные линии и выявить проблемные участки в эквиваленте сети.

Далее производится расчет послеаварийных режимов, в которых будут отключаться те или иные ЛЭП.

1. Режим отключения ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Молодежная.

Таблица 11 – Токowe нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Молодежная

Название	$I_{нач}$, А	$I_{кон}$, А	$I_{доп.ддтн}$, А	$I_{доп.расч.ддтн}$, А	Загрузка ЛЭП, %
1	2	3	4	5	6
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	135	130	445,0	634,1	21,2
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	115	113	605,0	862,1	13,3
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	114	112	690,0	983,3	11,6
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	40	40	265,0	377,6	10,5
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	23	23	210,0	299,3	7,7
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	23	23	210,0	299,3	7,6
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	21	21	265,0	377,6	5,5
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	12	12	265,0	377,6	3,3
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	8	8	330,0	470,3	1,8
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	265,0	377,6	1,8
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	5	5	130,0	185,3	2,9
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная			445,0	634,1	

Таблица 12 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Молодежная

Название	$U_{ном}$, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,38

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
СН 220 кВ Чугуевка 2	220	231,11	5,05
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,88	8,84
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,88	8,84
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	119,73	8,86
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	119,74	8,86
ВН 220 кВ Чугуевка	220	231,04	5,02
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,65	6,53
ВН 110 кВ Чугуевка	110	117,48	6,81
ВН 110 кВ Чугуевка	110	117,48	6,80
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,80	8,01
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,80	8,01
СН 35 кВ Чугуевка	35	36,93	5,53
СН 35 кВ Чугуевка	35	36,93	5,53
ВН 35 кВ Октябрьская	35	36,84	5,26
НН 0.4 кВ Октябрьская	0,4	421.09	5,27
НН 10 кВ Соколовка	10	10,94	9,40
НН 10 кВ Соколовка	10	10,94	9,40
НН 10 кВ Фадеево	10	10,85	8,59
НН 10 кВ Фадеево	10	10,85	8,59
НН 10 кВ Бреевка	10	10,78	7,84
НН 10 кВ Бреевка	10	10,78	7,84
НН 10 кВ Самарка	10	10,54	5,43
НН 10 кВ Самарка	10	10,54	5,43

Необходимо учесть, что режим максимальных нагрузок характерен для зимнего периода, когда потребление электроэнергии достигает наибольших значений. Следовательно, для проведения расчетов учитываются значения допустимых токов при температуре минус 20 °С, что соответствует экстремальным условиям зимнего периода.

Кроме того, в данном режиме отклонение значений напряжения от номинальных не превышает 10 процентов. Это говорит о том, что напряжение в сети остается в пределах допустимых значений, не причиняя серьезных проблем для подключенных потребителей. 2. Режим отключения ВЛ 110 кВ Чугуевка - Молодежная.

Таблица 13 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ
Чугуевка - Молодежная

Название	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{доп.ДДТН} , А	I _{доп.расч.ДДТН} , А	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	175	178	605,0	862,1	20,7
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	128	129	445,0	634,1	20,4
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	45	43	690,0	983,3	4,6
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	39	39	265,0	377,6	10,2
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	22	22	210,0	299,3	7,5
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	22	22	210,0	299,3	7,4
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	20	20	265,0	377,6	5,4
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	12	12	265,0	377,6	3,2
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	8	8	330,0	470,3	1,8
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	265,0	377,6	1,8
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	5	5	130,0	185,3	2,8
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	0	0	445,0	634,1	0

Таблица 14 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения
ВЛ 110 кВ Чугуевка - Молодежная

Название	U _{ном} , кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,37
СН 220 кВ Чугуевка 2	220	231,09	5,04
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,71	7,13
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,71	7,13
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	117,87	7,16
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	117,87	7,16
ВН 110 кВ Молодежная	110	116,87	6,25
ВН 110 кВ Молодежная	110	116,87	6,25
СН 35 кВ Молодежная	35	37,77	7,93
СН 35 кВ Молодежная	35	37,77	7,93
НН 6 кВ Молодежная	6	6,41	6,88
НН 6 кВ Молодежная	6	6,41	6,88
ВН 220 кВ Чугуевка	220	231,07	5,03
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,91	9,18
ВН 110 кВ Чугуевка	110	120,20	9,27
ВН 110 кВ Чугуевка	110	120,19	9,27
0 110 кВ Чугуевка	110	116,96	6,33
0 110 кВ Чугуевка	110	116,96	6,33
НН 10 кВ Чугуевка	10	11,07	10,75
НН 10 кВ Чугуевка	10	11,07	10,75
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,85	8,15
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,85	8,15

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ВН 35 кВ Октябрьская	35	37,76	7,89
НН 0.4 кВ Октябрьская	0,4	0,43	7,90
ВН 35 кВ Соколовка	35	37,43	6,94
ВН 35 кВ Соколовка	35	37,43	6,94
НН 10 кВ Соколовка	10	11,22	12,18
НН 10 кВ Соколовка	10	11,21	12,18
ВН 35 кВ Фадеево	35	37,24	6,42
ВН 35 кВ Фадеево	35	37,24	6,42
НН 10 кВ Фадеево	10	11,13	11,39
НН 10 кВ Фадеево	10	11,13	11,39
Отпайка Извилинка	35	37,06	5,90
ВН 35 кВ Бреевка	35	36,99	5,69
НН 10 кВ Бреевка	10	11,06	10,65
НН 10 кВ Бреевка	10	11,06	10,65
НН 10 кВ Уборка	10	10,75	7,55
НН 10 кВ Уборка	10	10,75	7,55
НН 10 кВ Самарка	10	10,83	8,32
НН 10 кВ Самарка	10	10,83	8,32
ВН 35 кВ Извилинка	35	37,05	5,87

В данном режиме работы электроэнергетической системы можно отметить, что значения напряжений в узлах сети находятся в пределах допустимых значений. Это говорит о том, что электросеть обеспечивает надлежащий уровень напряжения для подключенных потребителей.

Однако на низких сторонах подстанций Бреевка, Фадеево и Соколовка наблюдается небольшое превышение значений напряжения. Для решения этой проблемы применяются специальные устройства, такие как ПБВ, которые помогают стабилизировать напряжение и поддерживать его в допустимых пределах.

3. Режим отключения ВЛ 220 кВ Чугуевка 2 – Чугуевка

Расчет данного режима производится для оценки токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 15 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 220 кВ Чугуевка 2 – Чугуевка

Название	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{доп.ДДТН} , А	I _{доп.расч.ДДТН} , А	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	224	605,0	862,1	26,0
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	215	216	445,0	634,1	34,0
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	85	88	445,0	634,1	13,9
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	42	42	265,0	377,6	11,1
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	24	24	210,0	299,3	8,0
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	24	24	210,0	299,3	8,0
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	22	22	265,0	377,6	5,7
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	13	13	265,0	377,6	3,4
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	9	9	330,0	470,3	1,9
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	7	7	265,0	377,6	1,9
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	6	6	130,0	185,3	3,0
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	0	0	690,0	983,3	0

Таблица 16 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 220 кВ Чугуевка 2 – Чугуевка

Название	U _{ном} , кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,36
СН 220 кВ Чугуевка 2	220	231,06	5,03
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,6	6,12
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,61	6,12
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	116,76	6,15
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	116,76	6,15
СН 35 кВ Молодежная	35	37,17	6,22
СН 35 кВ Молодежная	35	37,17	6,22
НН 6 кВ Молодежная	6	6,30	5,15
НН 6 кВ Молодежная	6	6,30	5,15
НН 0.4 кВ Извилинка	0,4	0,372	-6,88

По данным расчета видно, что токовые нагрузки линий не превышают допустимых.

4. Режим отключения ВЛ 35 кВ Чугуевка – Соколовка

Расчет данного режима производится для оценки токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 17 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 35 кВ
Чугуевка – Соколовка

Название	$I_{нач}, A$	$I_{кон}, A$	$I_{доп.ДДТН}, A$	$I_{доп.расч.ДДТН}, A$	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	145	146	605,0	862,1	17,0
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	71	69	690,0	983,3	7,2
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	68	69	445,0	634,1	10,9
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	59	57	445,0	634,1	9,3
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	39	39	265,0	377,6	10,2
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	8	8	330,0	470,3	1,8
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	0	0	130,0	185,3	0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	0	0	265,0	377,6	0
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	0	0	265,0	377,6	0
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	0	0	265,0	377,6	0
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	0	0	210,0	299,3	0
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	0	0	210,0	299,3	0

Таблица 18 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения
ВЛ 35 кВ Чугуевка – Соколовка

Название	$U_{ном}, kV$	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,54	5,41
СН 220 кВ Чугуевка 2	220	231,16	5,08
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,78	7,88
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,78	7,88
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	118,70	7,91
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	118,70	7,91
ВН 110 кВ Молодежная	110	118,13	7,40
ВН 110 кВ Молодежная	110	118,13	7,40
СН 35 кВ Молодежная	35	38,21	9,20
СН 35 кВ Молодежная	35	38,21	9,20
НН 6 кВ Молодежная	6	6,48	8,16
НН 6 кВ Молодежная	6	6,48	8,16
ВН 220 кВ Чугуевка	220	231,13	5,06
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,88	8,88
ВН 110 кВ Чугуевка	110	119,86	8,97
ВН 110 кВ Чугуевка	110	119,86	8,97
0 110 кВ Чугуевка	110	117,05	6,42
0 110 кВ Чугуевка	110	117,05	6,42
НН 10 кВ Чугуевка	10	11,08	10,84
НН 10 кВ Чугуевка	10	11,08	10,84
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,89	8,26
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,89	8,26

1	2	3	4
НН 10 кВ Уборка	10	10,76	7,67
НН 10 кВ Уборка	10	10,76	7,67
НН 10 кВ Самарка	10	10,84	8,44
НН 10 кВ Самарка	10	10,84	8,44

Анализ результатов расчета показывает, что токовые нагрузки на линиях электропередачи находятся в пределах допустимых значений, что является положительным фактором. Однако, при отключении линии Чугуевка - Соколовка, происходит потеря питания у пяти подстанций, что свидетельствует о низкой надежности данного участка сети.

Также при отключении линии Чугуевка - Уборка наблюдается аналогичная ситуация, где потеря питания охватывает определенные подстанции. Это указывает на проблемные места в данной части сети, которые требуют дополнительного внимания и рассмотрения в плане повышения надежности.

Данные выводы подчеркивают необходимость проведения работ по улучшению и реконструкции указанных участков линий, с целью устранения проблем и обеспечения надежности электроснабжения. При этом следует уделить особое внимание разработке и внедрению мер по обеспечению резервного питания для подстанций, чтобы минимизировать потери питания при отключении определенных линий.

1.3.2 Анализ результатов расчета режимов.

Расчет произведен в программе ПВК RastrWin3.

Согласно требованиям ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" и постановлению Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года №937 "Об утверждении Правил технического использования функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", на подстанциях

электрической сети допускаются колебания напряжения в пределах $\pm 15\%$ от номинального значения. В соответствии с установленными нормами, предельно допустимое отклонение от нормы составляет 10% в обе стороны для кратковременных отклонений и 5% для длительных отклонений, при условии, что эти отклонения не превышают максимально допустимое рабочее напряжение.

Эти нормативные требования указывают на допустимые пределы отклонений напряжения, которые обеспечивают нормальное функционирование электроэнергетических систем и защиту технических средств от нежелательных последствий. [4]

Таблица 19 – Наибольшие рабочие напряжения

Номинальное напряжение, кВ	35	110	220	500
Наиболее рабочее напряжение, кВ	40,5	126	252	525

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

В ходе анализа проблемных участков сети выявлены ряд проблем, которые могут негативно повлиять на надежность электроснабжения и требуют реконструкции.

Одной из основных проблем является низкая надежность линий 35 кВ, отходящих от подстанции Чугуевка. При обрыве любого из участков, таких как Чугуевка - Соколовка, Соколовка - Фадеево, Фадеево - Бреевка, Чугуевка - Уборка, Уборка - Самарка, нарушается транзит мощности для всех последующих подстанций. Это указывает на необходимость улучшения надежности и устранение узких мест в данной части сети.

Дополнительно, неравномерное распределение тока и возможный перегрев соединений связаны с несоответствием сечений проводов на разных участках. Например, установленный провод с сечением АС-50 на участке Чугуевка - Соколовка, при переходе на последующие участки с сечениями АС-70 и АС-95 может вызвать проблемы. Это требует корректировки сечений

проводов для обеспечения равномерного распределения тока и предотвращения перегрева.

Кроме того, низкая надежность разъединителя на подстанции Соколовка и предохранителя на подстанции Извилинка представляют угрозу для электроснабжения. В случае выхода из строя разъединителя или предохранителя, возникает риск нарушения транзита мощности и отключения подстанций, таких как Фадеево, Извилинка, Бреевка. Для обеспечения надежности сети необходимо заменить ненадежные элементы оборудования.

В целом, выявленные проблемы указывают на необходимость реконструкции и модернизации указанных участков сети, чтобы обеспечить стабильное и надежное электроснабжение потребителей.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК С УЧЕТОМ ПРОГНОЗА

При выполнении реконструкции сетей электропитания важно учесть электрическую нагрузку, поскольку она является основной информацией для выбора и установки необходимого оборудования. Для расчета электрической нагрузки используются различные методы, и в данном случае будет применен вероятностно-статистический метод.

Вероятностно-статистический метод позволяет определить вероятностные характеристики нагрузки, такие как средняя мощность, среднеквадратическая (эффективная) мощность и максимальная мощность. Эти характеристики играют важную роль при выборе силовых трансформаторов и расчете их потребляемой мощности. [28]

В качестве примера произведем подробный расчет вероятностных характеристик ПС Молодежная:

Средняя активная мощность играет важную роль при расчете потребляемой мощности и выборе силовых трансформаторов в процессе реконструкции сетей электропитания. Она представляет собой математическое ожидание вероятностной характеристики нагрузки за определенный период времени. [29]

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i; \quad (10)$$

где T – период, в течении которого производились измерения, равен 24 часа;

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \left[\begin{array}{l} 19 + 20 + 19 + 22 + 24 + 27 + 23 + 21 \\ + 20 + 19 + 18 + 17 + 18 + 20 + 22 + 25 + \\ + 22 + 19 + 19 + 16 + 16 + 13 + 13 + 14 \end{array} \right] = 19,42 \text{ MВт};$$

Среднеквадратичная (эффективная) мощность является важным параметром при расчете потерь мощности и энергии, а также при выборе силовых трансформаторов и анализе электропотребления в процессе реконструкции сетей электропитания. Она представляет собой математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. [29]

$$P_{\text{эф}} = \frac{1}{T} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}; \quad (11)$$

$$P_{\text{эф}} = \frac{1}{24} \cdot \sqrt{\begin{matrix} 19^2 + 20^2 + 19^2 + 22^2 + 24^2 + 27^2 + 23^2 + 21^2 \\ + 20^2 + 19^2 + 18^2 + 17^2 + 18^2 + 20^2 + 22^2 + 25^2 + \\ + 22^2 + 19^2 + 19^2 + 16^2 + 16^2 + 13^2 + 13^2 + 14^2 \end{matrix}} = 22,34 \text{ МВт};$$

После этого рассчитываем коэффициент формы, по которому определяется эффективная мощность.

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}}; \quad (12)$$

$$K_{\phi} = \frac{22,34}{19,42} = 1,15;$$

Максимальная мощность играет ключевую роль при выборе компонентов электрической сети и проведении расчетов для анализа ее установившихся режимов работы. Она представляет собой среднюю мощность, которая достигается во время получасового максимума нагрузки на энергосистему. Этот параметр является важным фактором при определении пропускной способности и надежности сети, а также при принятии решений о

необходимости расширения или модернизации существующей инфраструктуры. [29]

$$P_{MAX} = \frac{1}{T_{MAX}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_{MAX}; \quad (13)$$

$$P_{MAX} = \frac{1}{5} \cdot (24 + 27 + 23 + 25 + 22) = 24,2 \text{ MBm};$$

Далее рассчитываем коэффициент максимума, по которому будем определять среднюю мощность.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}; \quad (14)$$

$$K_{MAX} = \frac{24,2}{19,42} = 1,25;$$

Для расчета были взяты результаты контрольных замеров на декабрь 2019 года и представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт		Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр	
	Осенне- зимний период	Весенне- летний период	Осенне- зимний период	Весенне- летний период
1	2	3	4	5
ПС 500 кВ Чугуевка-2	200	49,3	52	-16,5
ПС 220 кВ Чугуевка	15,2	7,6	3,5	2,3

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Арсеньев-2	60,4	38,6	20,9	21
ПС 110 кВ Молодежная	24,2	14,4	7,8	4,3
ПС 35 кВ Уборка	1,8	1,1	0,5	0,3
ПС 35 кВ Самарка	0,5	1,1	0,1	0,2
ПС 35 кВ Соколовка	0,2	0,1	0,1	0,1
ПС 35 кВ Фадеево	0,5	0,3	0,1	0,1
ПС 35 кВ Извилинка	0,3	0,2	0,1	0,1
ПС 35 кВ Октябрьская	0,1	0,1	0,1	0,1
ПС 35 кВ Бреевка	0,3	0,3	0,1	0,1

Для оценки вероятностных характеристик мы используем усредненные значения коэффициентов: $k_{\phi} = 1,15$, $k_{\max} = 1,25$.

Полный расчет вероятностных характеристик для существующих подстанций был выполнен с использованием программы Microsoft Excel, результаты расчета приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Подстанция	Время	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Чугуевка-2	Зима	200	160,00	172,41	52	41,60	44,83
	Лето	49,3	39,44	42,50	-16,5	-13,20	-14,22
Чугуевка	Зима	15,2	12,16	13,10	3,5	2,80	3,02
	Лето	7,6	6,08	6,55	2,3	1,84	1,98
Арсеньев-2	Зима	60,4	48,32	52,07	20,9	16,72	18,02
	Лето	38,6	30,88	33,28	21	16,80	18,10
Молодежная	Зима	23,6	18,88	20,34	7,8	6,24	6,72
	Лето	14,4	11,52	12,41	4,3	3,44	3,71

1	2	3	4	5	6	7	8
Уборка	Зима	1,8	1,44	1,55	0,5	0,40	0,43
	Лето	1,1	0,88	0,95	0,3	0,24	0,26
Самарка	Зима	0,5	0,40	0,43	0,1	0,08	0,09
	Лето	1,1	0,88	0,95	0,2	0,16	0,17
Соколовка	Зима	0,2	0,16	0,17	0,1	0,08	0,09
	Лето	0,1	0,08	0,09	0,1	0,08	0,09
Фадеево	Зима	0,5	0,40	0,43	0,1	0,08	0,09
	Лето	0,3	0,24	0,26	0,1	0,08	0,09
Извилинка	Зима	0,3	0,24	0,26	0,1	0,08	0,09
	Лето	0,2	0,16	0,17	0,1	0,08	0,09
Октябрьская	Зима	0,1	0,08	0,09	0,1	0,08	0,09
	Лето	0,1	0,08	0,09	0,1	0,08	0,09
Бреевка	Зима	0,34	0,27	0,29	0,11	0,09	0,10
	Лето	0,24	0,26	0,1	0,08	0,09	0,3

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

При реконструкции электрических сетей Чугуевского муниципального округа необходимо учитывать прогнозируемый рост нагрузок, связанный с развитием сетей. Прогнозирование нагрузок позволяет определить потенциальные изменения в электропотреблении и адаптировать систему электроснабжения к будущим требованиям.

Прогнозирование нагрузок выполняется с перспективой на определенный период, например, на 5 лет. В процессе прогнозирования учитываются сезонные колебания, изменения в структуре потребления электроэнергии, а также возможные изменения в промышленности, торговле, жилищном и коммерческом секторах, которые могут повлиять на нагрузку сети.

Для определения прогнозируемой нагрузки мы воспользуемся формулой сложных процентов, применяя ее к максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{cp}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (15)$$

где P_{cp} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,023. [9]

$t_{\text{прог}}$ – год, для которого определяется электрическая нагрузка;

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Рассмотрим подробный расчет прогнозируемых нагрузок на подстанции Молодежная:

$$P_{\text{прог}}^{\text{cp}} = 19,42 \cdot (1 + 0,023)^5 = 21,76 \quad (16)$$

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{cp}} \cdot k_{\phi} \quad (17)$$

$$P_{\text{эф}} = 21,76 \cdot 1,15 = 25,02 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{\text{cp}} \cdot k_{\phi}, \quad (18)$$

$$Q_{\text{эф}} = 6,5 \cdot 1,15 = 7,54 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot k_{\text{max}} \quad (19)$$

$$P_{\text{max}} = 21,76 \cdot 1,25 = 27,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot k_{\text{max}}, \quad (20)$$

$$Q_{\max} = 6,5 \cdot 1,25 = 7,8 \text{ Мвар}$$

Для проведения расчета прогнозируемых нагрузок на остальных подстанциях мы использовали аналогичный подход. Все данные представлены в таблице 22 с перспективой на 5 лет.

Таблица 22 - Характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	Время	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Чугуевка-2	Зима	224,08	179,27	193,17	58,26	46,61	50,23
	Лето	55,24	44,19	47,62	-18,49	-14,79	-15,94
Чугуевка	Зима	17,03	13,62	14,68	3,92	3,14	3,38
	Лето	8,52	6,81	7,34	2,58	2,06	2,22
Арсеньев-2	Зима	67,67	54,14	58,34	23,42	18,73	20,19
	Лето	43,25	34,60	37,28	23,53	18,82	20,28
Молодежная	Зима	26,44	21,15	22,79	8,74	6,99	7,53
	Лето	16,13	12,91	13,91	4,82	3,85	4,15
Уборка	Зима	2,02	1,61	1,74	0,56	0,45	0,48
	Лето	1,23	0,99	1,06	0,34	0,27	0,29
Самарка	Зима	0,56	0,45	0,48	0,11	0,09	0,10
	Лето	1,23	0,99	1,06	0,22	0,18	0,19
Соколовка	Зима	0,22	0,18	0,19	0,11	0,09	0,10
	Лето	0,11	0,09	0,10	0,11	0,09	0,10
Фадеево	Зима	0,56	0,45	0,48	0,11	0,09	0,10
	Лето	0,34	0,27	0,29	0,11	0,09	0,10
Извилинка	Зима	0,34	0,27	0,29	0,11	0,09	0,10
	Лето	0,22	0,18	0,19	0,11	0,09	0,10
Октябрьская	Зима	0,11	0,09	0,10	0,11	0,09	0,10
	Лето	0,11	0,09	0,10	0,11	0,09	0,10
Бреевка	Зима	0,34	0,27	0,29	0,11	0,09	0,10
	Лето	0,34	0,27	0,29	0,11	0,09	0,10

Прогнозируемая нагрузка является важным параметром для проведения детальных расчетов и принятия решений в различных аспектах проектирования и эксплуатации электрической сети.

Она играет важную роль при расчете параметров высоковольтных линий и выборе оптимальных трансформаторов, которые обеспечат надежную передачу энергии и снизят потери мощности в сети. Прогнозируемая нагрузка также учитывается при расчете режима эквивалента сети, что позволяет определить потоки энергии и напряжение в различных узлах системы.

После выбора наиболее выгодного варианта электрической сети, прогнозируемая нагрузка используется для расчетов токов короткого замыкания, что помогает определить необходимые параметры защитных устройств и выбрать соответствующее оборудование для обеспечения безопасности и стабильности работы системы.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

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

Анализ данных, собранных в пунктах 1.3 и 1.4, позволяет сделать вывод о необходимости ряда мероприятий при реконструкции сети Чугуевского муниципального округа. С учетом этих данных, следующие шаги могут быть предприняты:

- Замена проводов на участках ПС Чугуевка – ПС Соколовка и ПС Чугуевка – ПС Уборка: Исходя из выявленных проблем с несоответствием сечений проводов на этих участках, реконструкция должна включать замену проводов на более подходящие, соответствующие требованиям нагрузки и безопасности;

- Реконструкция ПС Соколовка и ПС Извилинка: Учитывая низкую надежность разъединителя на подстанции Соколовка и предохранителя на ПС Извилинка, реконструкция этих подстанций должна быть осуществлена для повышения надежности и обеспечения бесперебойного питания;

- Построение двух новых линий 35 кВ: Для повышения надежности питания тупиковых ПС Самарка и Бреевка предлагается построить две новые линии 35 кВ, которые обеспечат альтернативные пути передачи электроэнергии и уменьшат вероятность отключения этих подстанций при возникновении проблем на основных линиях.

Такие меры реконструкции сети Чугуевского муниципального округа позволят устранить выявленные проблемы, повысить надежность системы электроснабжения и обеспечить бесперебойное питание для потребителей в данном регионе.

Вариант 1:

Замена разъединителя на ПС Соколовка с добавлением ремонтной перемычки для повышения надежности и сохранения транзита мощности и

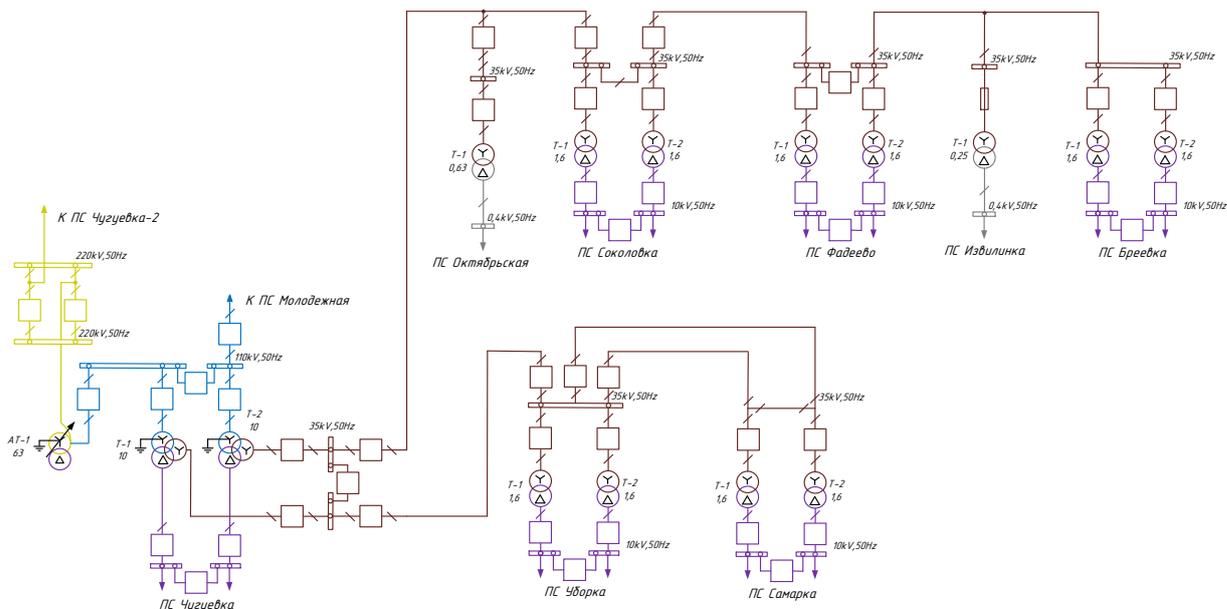


Рисунок 5 – Вариант реконструкции №2

Таблица 24 – Вариант реконструкции №2

	Изменение
ПС Самарка	Изменение конфигурации РУ на ПС на два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ВЛ	Замена провода на участке Чугуевка – Уборка с АС-70 на АС-95 Постройка линии ПС Уборка – ПС Самарка

Вариант 3:

Замена РУ 35 кВ на ПС Самарка на Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, постройка линии ПС Соколовка – ПС Чугуевка для повышения надежности питания тупиковой ПС Соколовка.

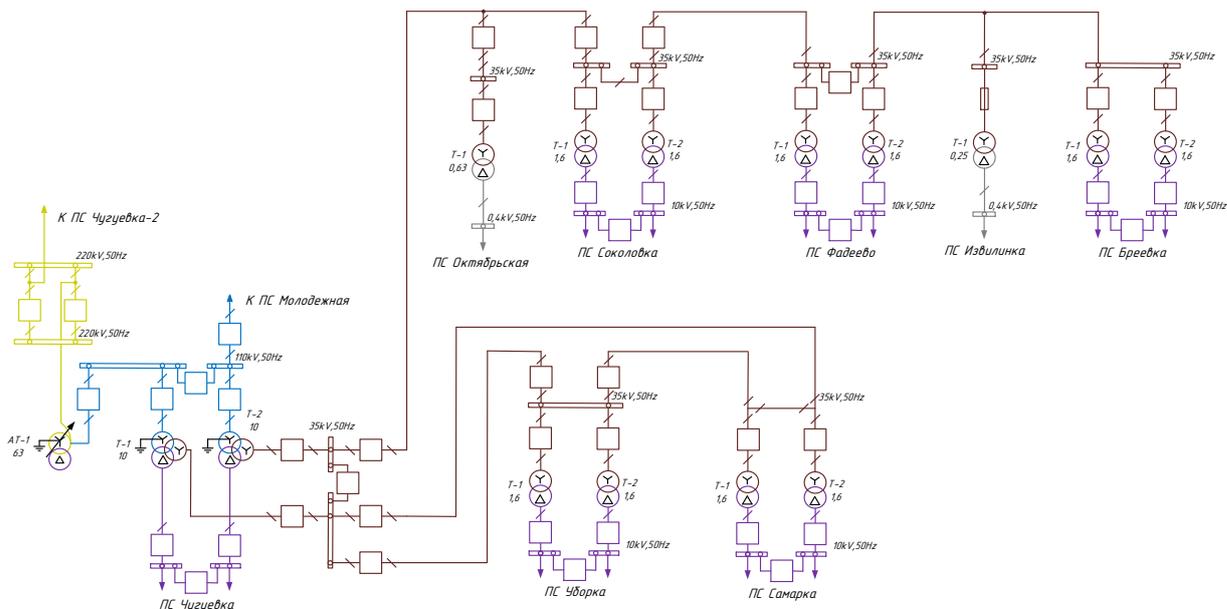


Рисунок 6 – Вариант реконструкции №3

Таблица 25 – Вариант реконструкции №2

	Изменение
ПС Самарка	Изменение конфигурации РУ на ПС на два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ВЛ	Постройка линии ПС Соколовка – ПС Чугуевка

Вариант 4:

Замена ОРУ 35 кВ на ПС Бреевка на два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, постройка линии ПС Бреевка – ПС Чугуевка для повышения надежности питания тупиковой ПС Бреевка.

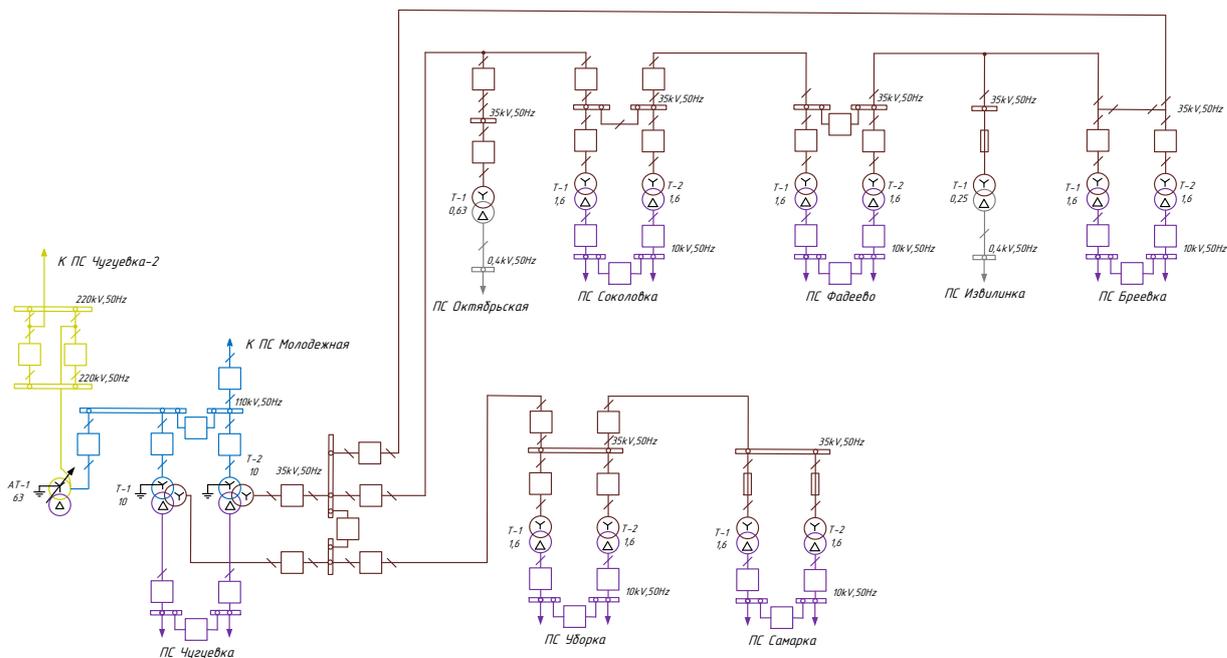


Рисунок 7 – Вариант реконструкции №4

Таблица 26 – Вариант реконструкции №2

	Изменение
ПС Бреевка	Изменение конфигурации РУ на ПС на два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ВЛ	Постройка линии ПС Бреевка – ПС Чулуевка

Сведем все данные и покажем какой вариант оказался наиболее выгодным по количеству выключателей и длине линий.

Таблица 27 – Суммарная длина вариантов реконструкции сети и количество выключателей

Итог		1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
Суммарная длина, км.	Проектируемые линии	0	40,57	71,18	52,38
	Существующие	15,83	39,61	0	0
Количество выключателей, шт.		6	3	3	3

Вследствие равенства выключателей у 2,3,4 варианта, выбираем так же по наименьшей длине линий.

Так как в данной работе нам необходимо выбрать два варианта реконструкции: по наименьшей длине линий и наименьшему числу выключателей – выбираем первый и четвертый варианты.

3.2 Выбор устройств малой генерации

Малые паровые турбины типа ПТМ и ПТГ обладают рядом значительных преимуществ, которые способствуют эффективному управлению энергетическим хозяйством. Вот некоторые из них:

- широкий диапазон мощностей: Малые паровые турбины предлагают широкий диапазон мощностей, что позволяет адаптировать их под различные потребности и условия эксплуатации;

- повышенный внутренний КПД: Турбины типа ПТМ и ПТГ демонстрируют повышенный внутренний КПД, который достигает около 75%. Это означает более эффективное использование энергии и уменьшение потерь;

- компактность: Турбины данного типа имеют существенно меньшую длину установки по сравнению с аналогами. Это обеспечивает экономию пространства и снижение затрат на монтаж;

- малые капитальные затраты: благодаря простой конструкции и отсутствию необходимости в системе маслоснабжения, установка малых паровых турбин требует меньших капитальных затрат на монтаж и ввод в эксплуатацию.

- безопасность и надежность: Отсутствие редуктора и системы маслоснабжения повышает надежность работы и обеспечивает пожаробезопасность. Также турбины обладают высоким ресурсом работы, составляющим не менее 40 лет.

- регулируемость и низкий уровень шума: Малые паровые турбины обладают возможностью плавного регулирования частоты вращения вала, что способствует более гибкому управлению. Они также характеризуются малым уровнем шума, что является важным аспектом в эксплуатации;

- быстрый срок окупаемости: при сезонном использовании турбин срок окупаемости обычно не превышает 3 лет, что делает их экономически привлекательными.

Малые паровые турбины ПТМ и ПТГ представляют собой инновационное решение в области энергосбережения и эффективного управления энергетическим хозяйством. Вследствие небольшой мощности потребления подстанций Соколовка и Извилинка выбираем ПТГ-1,8-10,5И-13/2 и ПТГ-1,25/0,8-0,4-14/2 соответственно. Выбор мощности установок был сделан на основе расчета послеаварийных режимов сети (Приложение А). Подключение парогенераторных установок будет производиться на сторонах 10 кВ для ПС Соколовка и 0,4 кВ для ПС Извилинка.

3.3 Технико-экономический расчет

Этот расчет выполняется для определения наиболее выгодного с экономической точки зрения варианта реконструкции.

3.3.1 Расчет капиталовложений

Полный список оборудования и линий, требующих реконструкции согласно техническим условиям:

1) На ПС Соколовка:

- РУ 35 кВ выполняется по типовой схеме «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;

- РУ 10 кВ установка ПТУ;

2) На ПС Извилинка:

- РУ 35 кВ выполняется по типовой схеме «блок (линия-трансформатор) с выключателем»;

- РУ 10 кВ установка ПТУ;

3) На ПС Бреевка:

- РУ 35 кВ выполняется по типовой схеме «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»;

4) На объектах существующей сети:

- Строительство ВЛ 35 кВ ПС Чугуевка – ПС Бреевка;

- Реконструкция ЛЭП 35 кВ ПС Чугуевка – ПС Соколовка с заменой провода АС-50 на АС-70.

Для реализации проекта по строительству электрической сети необходимы значительные капиталовложения, которые включают в себя несколько основных компонентов. Одним из них является демонтаж старого оборудования. Следующим шагом является сооружение подстанций и линий электропередачи, которые также требуют значительных инвестиций, тыс.руб.:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (21)$$

При проведении расчетов существует необходимость замены проводов ЛЭП, что учитывается в капитальных вложениях на демонтаж линий. Расчет выполняется по следующей формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \quad (22)$$

где $K_{демЛЭП}$ – стоимость демонтажа ЛЭП;

$K_{демПС}$ – стоимость демонтажа оборудования на ПС;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61;

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5. [12]

Затраты на демонтаж ВЛ в данном случае рассчитывается по формуле:

$$K_{демЛЭП} = K_{демПр35} \cdot l_{ЛЭП}, \quad (23)$$

где $K_{демПр35}$ - стоимость демонтажа проводов линии 35 кВ с сечением до 150 мм², принимается равной 9,24 тыс. руб. за 1 км линии. [4]

$l_{ЛЭП}$ - длина линии, на которой производится демонтаж проводов.

Таким образом затраты на демонтаж линии 35 кВ ПС Чугуевка – ПС Соколовка составляют:

$$K_{демЛЭП} = 9,24 \cdot 15,83 = 146,3 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж оборудования ПС считается по следующей формуле:

$$K_{демПС} = K_{демТр} + K_{демВыкл}, \quad (24)$$

где $K_{демТр}$ – стоимость демонтажа трансформаторов, принимаем равной 14,8 тыс. руб.;

$K_{демВыкл}$ – стоимость демонтажа выключателей, принимаем равной 7,1 тыс. руб.

Приведем расчет капиталовложений на примере варианта №1, где рассматривается ПС Соколовка с четырьмя выключателями. Стоимость демонтажа оборудования на данной подстанции равна:

$$K_{демПС} = 0 \cdot 14,8 + 4 \cdot 7,1 = 28,4 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговые капиталовложения на демонтаж:

$$K_{дем} = (146,3 + 28,4) \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 1208,05 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на сооружение подстанций включают в себя несколько компонентов, каждый из которых требует финансовых затрат:

- Покупка трансформаторов: это одна из основных составляющих капиталовложений. Трансформаторы необходимы для изменения уровня

напряжения электрической энергии, передаваемой между различными уровнями напряжения в электрической сети;

- устройства для компенсации реактивной мощности: для обеспечения эффективной работы системы и улучшения коэффициента мощности требуется использование устройств для компенсации реактивной мощности. Эти устройства компенсируют неработающую активную мощность, что помогает увеличить эффективность системы и снизить потери энергии;

- Сооружение открытого распределительного устройства: Это включает в себя строительство и монтаж различных элементов распределительной сети, таких как столбы, провода, изоляторы и другие компоненты, которые обеспечивают передачу электрической энергии от подстанции к потребителям;

- постоянные затраты: включают в себя расходы на подвод коммуникаций, благоустройство территории и приобретение земли для строительства подстанции.

Все эти капиталовложения измеряются в тысячах рублей и могут различаться в зависимости от конкретных требований и характеристик проекта.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (25)$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{ОТ.З.}$ – затраты на отвод земли.

1) Вариант схемы №1:

$$K_{ПС} = 9,681 \cdot 10^4 + 7,607 \cdot 10^4 = 1,729 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №4:

$$K_{ПС} = 4,841 \cdot 10^4 + 7,607 \cdot 10^4 = 1,245 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительство линии рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (26)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛ.

1) Вариант схемы №1

$$K_{ЛЭП} = (15,83 \cdot 912) \cdot 6,915 = 9,983 \cdot 10^4 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №4

$$K_{ЛЭП} = (52,35 \cdot 912) \cdot 6,915 = 3,301 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения на покупку и подключение паротурбинной установки:

Вариант схемы №1:

$$K_{ИТУ} = 42,4 \cdot 10^3 + 34,5 \cdot 10^3 = 76,9 \cdot 10^3$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети:

1) Вариант схемы №1

$$K = 1,729 \cdot 10^5 + 9,983 \cdot 10^4 + 76,9 \cdot 10^3 = 3,038 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №4

$$K = 1,245 \cdot 10^5 + 3,301 \cdot 10^5 = 4,546 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб}$$

3.3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки представляют собой сумму денежных средств, которая направляется на обеспечение работоспособности объектов энергетики. Они включают в себя несколько составляющих:

- ежегодные амортизационные отчисления (I_{AM});
- издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования ($I_{ЭР}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$). [10]

Амортизационные отчисления представляют собой накопление денежных средств, направленных на покупку и замену износившегося оборудования. Они являются важной составляющей финансового планирования и учета в энергетической отрасли.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (27)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

1) Вариант схемы №1

$$I_{AM} = \frac{2,727 \cdot 10^5}{20} = 1,363 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №4

$$I_{AM} = \frac{4,546 \cdot 10^5}{20} = 2,273 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

В условиях рыночных отношений в экономике амортизационные отчисления не всегда обязательны и могут быть заменены другими источниками финансирования капитальных вложений. Источниками такого финансирования могут служить различные доходы и ресурсы, включая:

- банковские кредиты;
- накопленная прибыль;
- инвестиции и партнерства;
- государственная поддержка.

Для поддержания оборудования в рабочем состоянии необходимы расходы на техническое обслуживание и эксплуатацию. Определяется через ставки отчислений и капитальных вложений:

$$I_{ЭР} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (28)$$

где $\alpha_{Н.ЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008; [10]

$\alpha_{Н.ПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,049. [10]

1) Вариант схемы №1

$$I_{ЭР} = 0,008 \cdot 9,983 \cdot 10^4 + 0,049 \cdot 1,729 \cdot 10^5 = 9,442 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №4

$$I_{\text{эп}} = 0,008 \cdot 3,301 \cdot 10^5 + 0,049 \cdot 1,245 \cdot 10^5 = 8,865 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь электрической энергии и их стоимости:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (29)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 4,69 руб/ кВт·ч.

Необходимо рассчитать потери электрической энергии в элементах сети, в данном случае это будут потери в трансформаторах (ΔW_{TP}) и потери в линиях электропередачи ($\Delta W_{ЛЭП}$). Расчет производится по эффективной мощности:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{TP}, \quad (30)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^Л)^2 + (Q_{\text{эф}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л, \quad (31)$$

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

$P_{\text{эф}}^3$, $P_{\text{эф}}^Л$ - потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{эф}}^3, Q_{\text{эф}}^{\text{Л}}$ - потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно;

$R_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление линии, Ом.

Покажем для примера расчет на варианте №1:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \frac{(0,2)^2 + (0,1)^2}{35^2} \cdot 1,75 \cdot 4800 + \frac{(0,15)^2 + (0,1)^2}{35^2} \cdot 1,75 \cdot 3960 = 0,527 \text{ кВт}\cdot\text{час}$$

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{эф}}^3)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^{\text{Л}})^2 + (Q_{\text{эф}}^{\text{Л}})^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{Л}} + n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}}, \quad (29)$$

где $P_{\text{эф}}^3, P_{\text{эф}}^{\text{Л}}$ – эффективные активные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$Q_{\text{эф}}^3, Q_{\text{эф}}^{\text{Л}}$ – эффективные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$R_{\text{ТР}}$ – активное сопротивление трансформатора;

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

$T_{\text{Г}}$ – годовое количество часов, равное 8760 часов.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \left(\frac{(0,2)^2 + (0,1)^2}{2 \cdot 35^2} \cdot 1,75 \cdot 4800 + \frac{(0,15)^2 + (0,1)^2}{2 \cdot 35^2} \cdot 1,75 \cdot 3960 \right) \cdot 2 \cdot 0,023 \cdot 8760 = 228,152$$

Тогда издержки стоимости потерь электроэнергии будут равны:

1) Вариант схемы №1

$$I_{\Delta W} = 1,68 \cdot 4,69 \cdot 10^3 = 7,789 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №4

$$I_{\Delta W} = 1,42 \cdot 4,69 \cdot 10^3 = 6,66 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W} \quad (32)$$

1) Вариант схемы №1

$$I_{\Sigma} = 1,363 \cdot 10^4 + 9,442 \cdot 10^3 + 7,789 = 2,309 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №4

$$I_{\Sigma} = 2,273 \cdot 10^4 + 8,865 \cdot 10^3 + 6,66 = 3,16 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

3.3.3 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД

Приведенные дисконтированные затраты определяются по формуле [10]:

$$Z = E_{H.д} \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (33)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

I_{Σ} – суммарные издержки.

1) Вариант схемы №1

$$Z = 0,1 \cdot 2,727 \cdot 10^5 + 2,309 \cdot 10^4 = 5,036 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

1) Вариант схемы №4

$$Z = 0,1 \cdot 4,546 \cdot 10^5 + 3,16 \cdot 10^4 = 7,706 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Техничко-экономические показатели для варианта сети

Показатель	Вариант №1	Вариант №4
1	2	3
Капиталовложения, тыс. руб.	$3,038 \cdot 10^5$	$4,546 \cdot 10^5$
Издержки, тыс. руб.	$2,447 \cdot 10^4$	$2,579 \cdot 10^4$
Приведенные затраты, тыс. руб.	$5,036 \cdot 10^4$	$7,706 \cdot 10^4$

Исходя из технико-экономического расчета делаем вывод, что вариант №4 оказывается дороже по всем показателям.

Для более точного сравнения и оценки проекта также проведем расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

Чистый дисконтированный доход представляет собой разницу между суммарными денежными поступлениями и суммарными затратами, учитывающую неоднородность временных эффектов. Он позволяет учесть стоимость денег во времени и привести все будущие денежные потоки к их эквиваленту на текущий момент времени.

Для расчета ЧДД необходимо распределить капиталовложения на первые четыре года. Средние капиталовложения за год могут быть рассчитаны по следующей формуле:

$$K_{год} = \frac{K}{T_{строит}}, \quad (34)$$

где K – капиталовложения в реконструкцию сети, руб.;

$T_{строит}$ – время строительства, год.

После реконструкции сети и ввода оборудования в эксплуатацию начинает поступать доход. Также учитываются издержки. Доход определяется как:

$$D = \mathcal{E}_{получ} \cdot T_{эл}, \quad (35)$$

где $\mathcal{E}_{получ}$ – электроэнергия, полученная потребителем, кВт·ч;

$T_{эл}$ – тариф на электроэнергию, для Владивостока принимаем равным одноставочному тарифу - 4,69 руб/кВт·ч.

$$\mathcal{E}_{получ} = P_{max} \cdot T_{max} + P_{min} \cdot T_{min}, \quad (36)$$

где P_{max} – мощность, полученная в период максимума нагрузок, кВт;

P_{min} – мощность, полученная в период минимума нагрузок, кВт;

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

T_{min} – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

Годовые издержки находятся по формуле:

$$I_{год} = \frac{I}{T_э}, \quad (37)$$

где $T_э$ – срок эксплуатации оборудования, принимается равным 20 годам;

I – общие издержки.

ЧДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} \quad (38)$$

где E – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1.

Результаты расчета представлены в таблице 29. Подробный расчет экономических показателей для другого варианта приведен в приложении Б.

Таблица 29 – ЧДД

Год	Вариант №1, тыс. руб.	Вариант №4, тыс. руб.
1	$-7,717 \cdot 10^4$	$-8,903 \cdot 10^4$
2	$-7,016 \cdot 10^4$	$-8,094 \cdot 10^4$
3	$-6,387 \cdot 10^4$	$-7,358 \cdot 10^4$
4	$-5,798 \cdot 10^4$	$-6,689 \cdot 10^4$
5	$4,091 \cdot 10^4$	$2,250 \cdot 10^4$
6	$3,719 \cdot 10^4$	$2,045 \cdot 10^4$
7	$3,381 \cdot 10^4$	$1,859 \cdot 10^4$
8	$3,074 \cdot 10^4$	$1,690 \cdot 10^4$
9	$2,794 \cdot 10^4$	$1,537 \cdot 10^4$
10	$2,540 \cdot 10^4$	$1,397 \cdot 10^4$
11	$2,309 \cdot 10^4$	$1,270 \cdot 10^4$
12	$2,099 \cdot 10^4$	$1,155 \cdot 10^4$
13	$1,908 \cdot 10^4$	$1,050 \cdot 10^4$
14	$1,735 \cdot 10^4$	$0,954 \cdot 10^4$
15	$1,577 \cdot 10^4$	$0,867 \cdot 10^4$
16	$1,434 \cdot 10^4$	$0,789 \cdot 10^4$
17	$1,304 \cdot 10^4$	$0,717 \cdot 10^4$
18	$1,185 \cdot 10^4$	$0,652 \cdot 10^4$
19	$1,077 \cdot 10^4$	$0,593 \cdot 10^4$
20	$0,979 \cdot 10^4$	$0,539 \cdot 10^4$

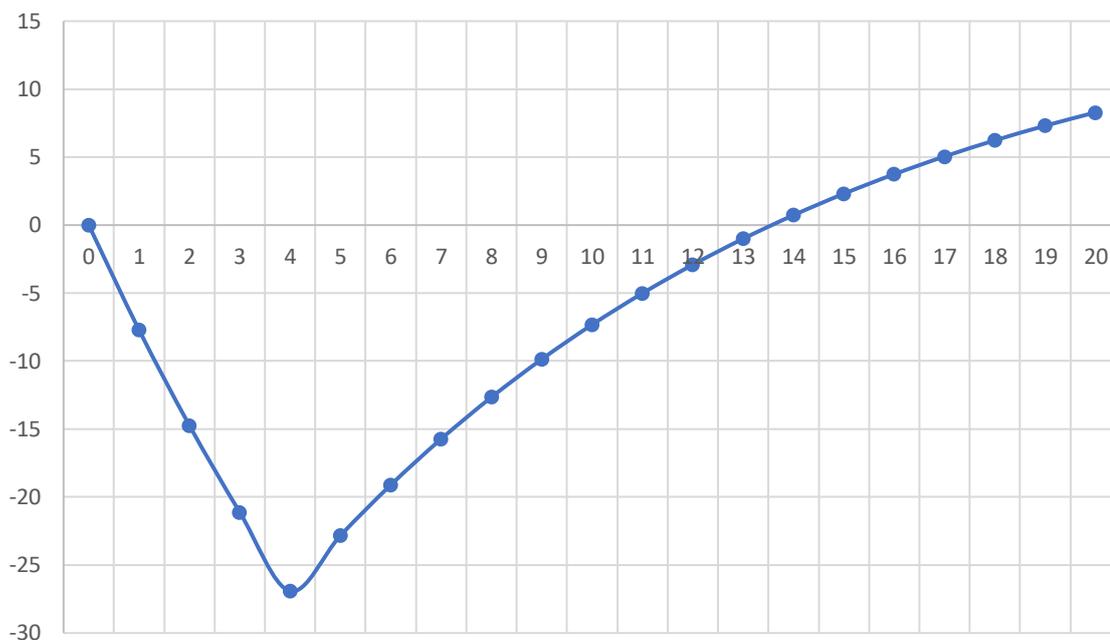


Рисунок 8 – ЧДД Вариант №1

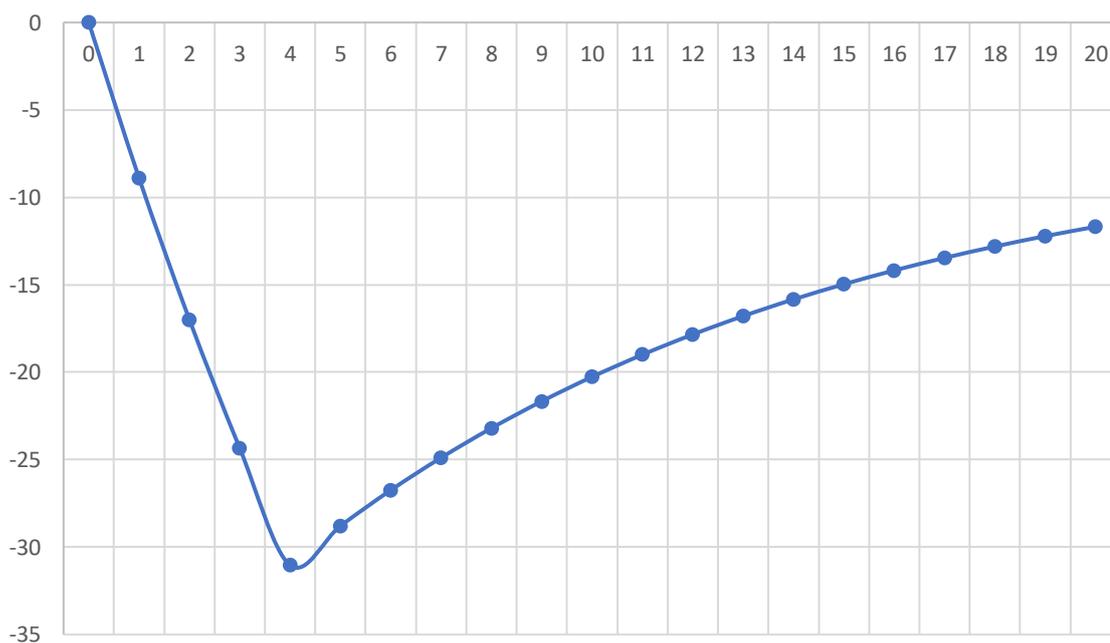


Рисунок 9 – ЧДД Вариант №4

Вариант реконструкции №1 выбран для исполнения, так как другие варианты (№2 и №3) являются экономически нецелесообразными из-за протяженности ЛЭП и меньшей нагрузки. Чистый дисконтированный доход

(ЧДД) для Варианта №4 оказался отрицательным, что также указывает на его нецелесообразность.

Окупаемость выбранного Варианта №1 составит 14 лет. Первым этапом будет проведена реконструкция ПС Соколовка и участка линии ПС Чугуевка – ПС Соколовка. Реконструкция ПС Извилинка будет выполнена на втором этапе, но в данной работе мы не будем рассматривать подробности этого этапа.

Такое решение обусловлено лучшей экономической эффективностью и более быстрой окупаемостью выбранного варианта. Он позволит улучшить энергоснабжение в Чугуевском муниципальном округе и повысить надежность работы электрических сетей.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание в электрических цепях часто возникает из-за нарушения целостности изоляции. Эти нарушения могут быть вызваны различными причинами, а переходное сопротивление является одной из наиболее распространенных причин короткого замыкания.

При подборе оборудования, такого как токоведущие части, аппаратура и токоограничивающие устройства, необходимо учитывать максимально возможный ток, который может протекать через них. Для выполнения этих требований важно иметь возможность определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент времени. В настоящее время широко используются электронно-вычислительные системы для расчета токов короткого замыкания. В данном разделе применяется метод симметричных составляющих для расчета трехфазных и двухфазных токов короткого замыкания на подстанции 35/10 кВ Соколовка. Этот метод позволяет определить значения токов короткого замыкания, которые будут использоваться для выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Рассчитанные значения токов короткого замыкания являются важным инструментом для проектирования и эксплуатации электрической системы. Они позволяют убедиться в том, что выбранное оборудование способно справиться с максимально возможными токами короткого замыкания и обеспечить безопасную и надежную работу системы.

Для достижения более точных результатов и повышения точности расчета рекомендуется использовать специализированную программу для расчета токов короткого замыкания, например, программу ПВК RastrRZ. Это позволит увеличить точность расчетов и обеспечить более надежную выборку и проверку оборудования на подстанции.

4.1 Расчет в RastrKZ

Для расчета различных типов токов короткого замыкания в комплексе используется шаблон с именем "динамика.rst". В программе предусмотрена

вкладка "Несимметрия", где можно задать исходные данные для расчета. Для указания узлов используется вкладка "Узлы/Несим/ИД", а для ветвей - "Ветви/Несим/ИД". Ветвям необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности.

Для расчета токов короткого замыкания требуется также задать параметры генераторного оборудования и/или эквивалентной системы на вкладке "Генератор/Несим". Для генератора необходимо указать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС.

Параметры для расчета токов короткого замыкания обратной и нулевой последовательности можно рассчитать с использованием встроенного макроса на вкладке "Расчеты" - "Выполнить" - "ТКЗ" - "MakeNonSymm", либо пересчитать через соответствующие коэффициенты.

Программа предоставляет возможность расчета различных типов токов короткого замыкания, что позволяет более полно учесть несимметричные состояния в электрической сети и выбрать соответствующее электротехническое оборудование для обеспечения безопасной и надежной работы системы.

Использование данного комплекса позволяет проводить расчеты токов коротких замыканий с учетом несимметричности системы и получать соответствующие результаты для анализа и принятия соответствующих мер и решений. [8]

4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

При проведении расчета токов короткого замыкания необходимо учитывать различные факторы, которые влияют на результаты и позволяют принять решения о выборе электрооборудования и настройке релейной защиты.

Согласно допущениям и упрощениям, принятым для расчета токов короткого замыкания, можно выделить следующие основные пункты:

1. Пренебрежение токами намагничивания силовых трансформаторов и емкостной проводимостью линий, считая их равными нулю. Это облегчает расчеты и несущественно искажает результаты;

2. Предположение о симметричности трехфазной системы, при котором влияние нагрузок на ток короткого замыкания учитывается приближенно. Также не учитывается насыщение магнитных систем, и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи считаются постоянными и независимыми от тока;

3. Предположение, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются и отсутствуют колебания в течение всего процесса короткого замыкания.

Для расчета токов короткого замыкания в программе ПК RastrWin3 требуется указать сопротивления генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивления линий прямой и нулевой последовательности.

Для выполнения расчетов необходимо иметь параметры схемы замещения, которые могут быть определены с использованием соответствующих формул.

Упрощения и допущения позволяют упростить расчеты и получить достаточно точные результаты при условии их применимости к конкретной системе электроснабжения и выбранному оборудованию. [8]

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (39)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

S_n - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.об} = 1,22 \cdot X_{z.пр} \quad (40)$$

Сопровитвления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (41)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии;

l – длина линии.

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3.

4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Для проведения расчетов токов короткого замыкания в программе ПВК RastrWin3 необходимо выполнить следующие шаги:

1. Открыть в программе раздел "Несимметрия" и выбрать вкладку "Состав/Несим";
2. В столбце "Тип" выбрать тип короткого замыкания, который требуется рассчитать;
3. В столбце "П1" указать номер расчетного узла, для которого необходимо выполнить расчет;
4. Нажать кнопку "ТКЗ" на панели управления программы. Это запустит процесс расчета токов короткого замыкания.

Результаты расчета будут отображены в программе и могут включать суммарную величину модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

Таблица 30 – Узлы/Несим/ИД

Тип узла	Название	U _{ном} , кВ
1	2	3
у	ВН Чугуевка 2	500
зак	0 Чугуевка 2	500
у	НН Чугуевка 2	10
у	СН Чугуевка 2	220
у	ВН Чугуевка 220	220
зак	0 Чугуевка 220	220

Продолжение таблицы 30

1	2	3
у	НН Чугуевка 220	10
у	СН Чугуевка 220	110
зак	0 Чугуевка 110	110
у	НН Чугуевка 110	10
у	СН Чугуевка 110	35
у	ВН Октябрьская	35
у	НН Октябрьская	0,4
у	ВН Соколовка	35
у	НН Саколовка	10
у	ВН Фадеево	35
у	НН Фадеево	10
у	ВН Извилинка	35
у	НН Извилинка	0,4
у	ВН Бреевка	35
у	НН Бреевка	10
у	ВН Уборка	35
у	НН Уборка	10
у	ВН Самарка	35
у	НН Самарка	10
у	ВН Арсеньев 2	220
зак	0 Арсеньев 2	220
у	НН Арсеньев 2	10
у	СН Арсеньев 2	110
у	ВН Чугуевка	110
зак	0 Чугуевка	110
у	СН Чугуевка	35
у	НН Чугуевка	6

Таблица 31 – Ветви/Несим/ИД

Название участка	х, Ом	х0, Ом
1	2	3
ВН Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	20,53	20,530
0 Чугуевка 2 - НН Чугуевка 2	37,83	37,830
0 Чугуевка 2 - СН Чугуевка 2	0	0
СН Чугуевка 2 - ВН Арсеньев 2	25,44	76,332
СН Чугуевка 2 - ВН Чугуевка 220	1,49	4,50
ВН Чугуевка 220 - 0 Чугуевка 220	104,00	104,000
0 Чугуевка 220 - НН Чугуевка 220	195,60	195,600
0 Чугуевка 220 - СН Чугуевка 220	0	0
СН Чугуевка 220 - 0 Чугуевка 110	47,40	47,400
0 Чугуевка 110 - НН Чугуевка 110	41,35	41,350
0 Чугуевка 110 - СН Чугуевка 110	0	

Продолжение таблицы 31

1	2	3
СН Чугуевка 110 - ВН Октябрьская	1,49	4,470
ВН Октябрьская - НН Октябрьская	79,60	79,600
ВН Октябрьская - ВН Соколовка	5,34	16,020
ВН Соколовка - НН Саколовка	24,60	24,600
ВН Соколовка - ВН Фадеево	4,10	12,300
ВН Фадеево - НН Фадеево	24,60	24,600
ВН Фадеево - ВН Извилинка	6,82	20,430
ВН Извилинка - НН Извилинка	31,90	31,900
ВН Извилинка - ВН Бреевка	5,05	15,150
ВН Бреевка - НН Бреевка	24,60	24,600
СН Чугуевка 110 - ВН Уборка	17,11	51,330
ВН Уборка - НН Уборка	24,60	24,600
ВН Самарка - НН Самарка	24,60	24,600
ВН Уборка - ВН Самарка	17,53	52,590
СН Чугуевка 220 - ВН Чугуевка	24,68	74,040
ВН Арсеньев 2 - 0 Арсеньев 2	29,60	29,600
0 Арсеньев 2 - НН Арсеньев 2	65,50	65,500
0 Арсеньев 2 - СН Арсеньев 2	0	0
СН Арсеньев 2 - ВН Чугуевка	5,33	15,990
ВН Чугуевка - 0 Чугуевка	44,45	44,450
0 Чугуевка - СН Чугуевка	0	0
0 Чугуевка - НН Чугуевка	26,00	26,000

Таблица 32 – Генератор/Несим/ИД

Название	x, Ом	x2, Ом	E, кВ
ВН Чугуевка	0,400	0,450	220,000
ПТУ Соколовка	0,400	0,450	12,000
ПТУ Извилинка	0,400	0,450	0,500

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (42)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}}, \quad (43)$$

где T_a – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Соколовка

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{ПО}}^{(2)}$, кА	T_a	$i_{y\partial}$, кА
ВН ПС Соколовка	1,493	0,746	0,03	4,36
НН ПС Соколовка	6,146	3,073	0,02	15,774

Полученные значения токов КЗ используются в расчетах для выбора и проверки оборудования на ПС Соколовка.

5 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ И ПЛАНА ПОДСТАНЦИИ СОКОЛОВКА

Для реконструкции ПС Соколовка и изменения распределительного устройства на стороне 35 кВ на мостик с выключателем в цепях линии требуется заменить и проверить следующее оборудование:

- линейный разъединитель;
- шинный разъединитель;
- секционный разъединитель;
- выключатель;
- трансформатор тока.

Кроме того, в связи с изменением конфигурации РУ подстанции, важно проверить все остальное оборудование, чтобы убедиться в его соответствии новым требованиям и надежности работы всей системы.

Разработка однолинейной схемы и плана подстанции Соколовка с учетом замены и проверки оборудования поможет определить оптимальное оборудование, которое будет соответствовать новым требованиям и обеспечит безопасное и надежное функционирование подстанции. Однолинейная схема подстанции представлена на рисунке 10.

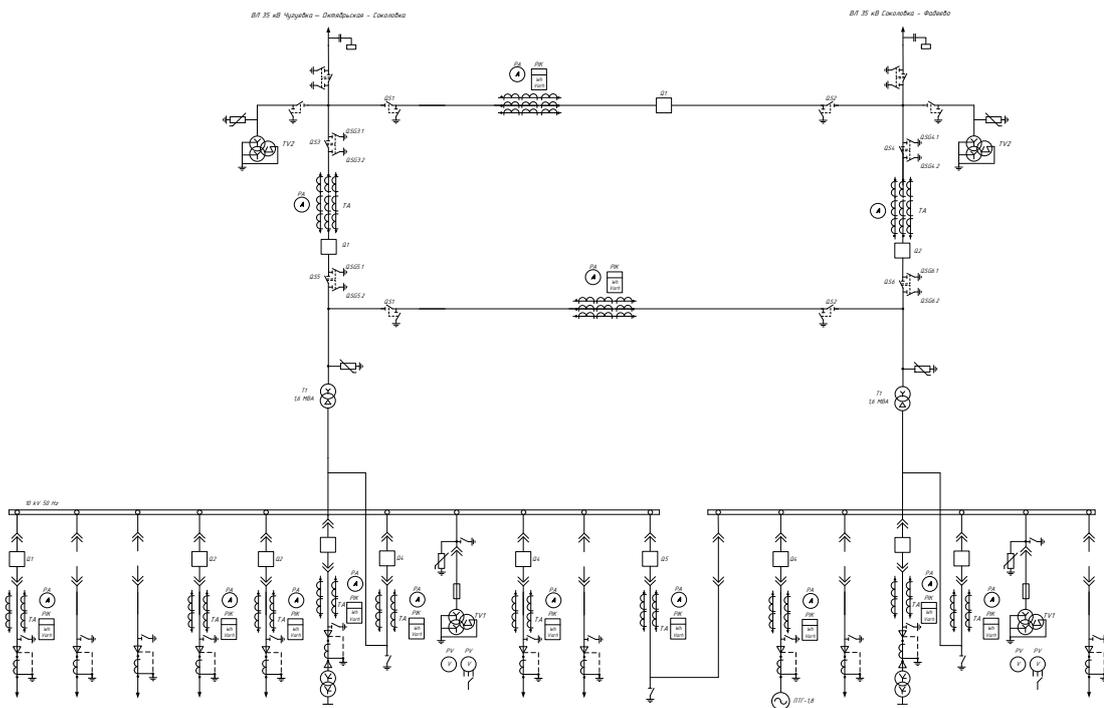


Рисунок 10 – однолинейная схема ПС Соколовка

Схема ПС Соколовка представлена на рисунке 11.

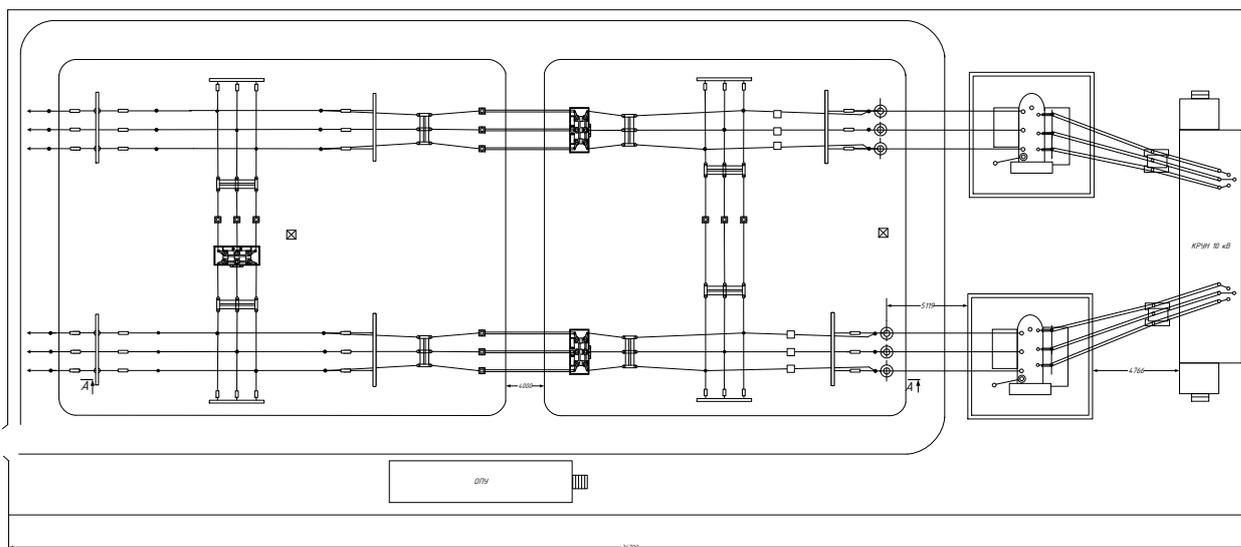


Рисунок 11 – схема ПС Соколовка после реконструкции

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В этом разделе рассматривается выбор электрооборудования, установленного на подстанции. Рассмотрим в разделе выбор и испытание выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, сборных шин, опорных изоляторов и аккумуляторов.

6.1 Конструктивное исполнение ПС 35 кВ Соколовка

При выборе распределительного устройства (РУ) в высоковольтной и низковольтной частях подстанции, рассмотрим схему ОРУ №5АН, которая представляет собой мостик с выключателями в цепях трансформаторов. Эта схема обладает высокой надежностью и предоставляет возможность сохранения транзита мощности при возникновении аварии на одном из трансформаторов.

ОРУ №5АН является проходной схемой, что означает, что отключение выключателя приводит к отключению соответствующего трансформатора, при этом остальные трансформаторы и цепи остаются в работе, что позволяет сохранять передачу электроэнергии.

Выбор данной схемы обоснован высокой надежностью, поскольку при аварии на одном из трансформаторов возможно оперативное отключение и его замена, не прерывая транзит мощности и обеспечивая непрерывное электроснабжение.

Необходимо отметить, что выбор схемы РУ должен учитывать особенности конкретной подстанции, ее нагрузку, технические требования и условия эксплуатации.

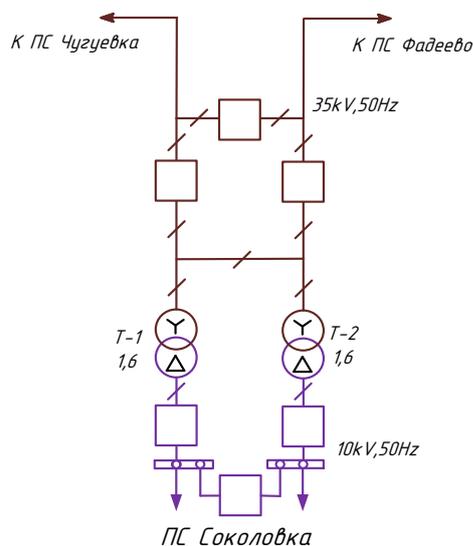


Рисунок 12 – Схема ОРУ 35 кВ ПС Соколовка

6.2 Выбор и проверка выключателей

Основное оборудование подстанции - автоматические выключатели. Основное назначение которого - отключение электрических цепей в штатном и аварийном режимах. Переключатели выбираются в соответствии с такими параметрами, как номинальное напряжение и номинальный ток. Автоматический выключатель проверяется на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания. Условия выбора выключателя, следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (44)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (45)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (46)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов;

$I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (47)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}^{(3)}, \quad (48)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл.ном}$ - номинальный ток включения, кА;

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} \geq i_{ат}; \quad (49)$$

где $i_{аном}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{ат}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по следующим формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (50)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (51)$$

где β - номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{сз.min} + t_{св}; \quad (52)$$

где $t_{сз.min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, $t_{сз.min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Если соблюдается условие $I_{откл.ном} \geq I_{Пг}^{(3)}$, но $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}; \quad (53)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{ПО}^{(3)}; \quad (54)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (55)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (56)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, $\text{кА}^2\text{с}$;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_K = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (57)$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (58)$$

где $t_{откл.выкл}$ - полное время отключения выключателя, с;

$t_{рз}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи, с.

Максимально возможный ток на стороне 35 кВ равен:

$$I_{\max ВН\Sigma} = I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (59)$$

$$I_{\max ВН\Sigma} = \frac{13,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71,8 \text{ A};$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ.

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

$$B_K = 1,493^2 \cdot (1 + 0,03) = 2,295 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.};$$

$$B_{K.ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном};$$

$2,295 \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, следовательно, условие выполняется;

На распределительном устройстве напряжением 35 кВ выбираем вакуумные выключатели марки ВВ-ЧЭАЗ-2-35. [16]

Остальные выключатели выбраны аналогичным образом. Результат представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВВ-ЧЭАЗ-2-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} = 71,8 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{ГО} = 1,493 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ГО}$
$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{ГО} = 1,493 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ГО}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,36 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1,493^2 \cdot (1,06 + 0,03) = 2,295 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выключатель проходит по всем требуемым параметрам.

Так как после реконструкции меняется конфигурация ОРУ 35 кВ, необходимо проверить соответствие параметрам выключателя на стороне 10 кВ.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВМГ-10/630-20

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 71,8 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{ГО} = 6,146 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ГО}$
$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{ГО} = 6,146 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ГО}$
$i_{дин} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,36 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 29,47 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель проходит по всем требуемым параметрам.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители являются важным коммутационным устройством в электрической сети и выполняют ряд функций, связанных с безопасностью и обслуживанием оборудования.

Алгоритм выбора разъединителя аналогичен алгоритму выбора автоматического выключателя.

При выборе разъединителей не проводится проверка отключающей способности, так как разъединители не используются для коммутации цепей под напряжением. Однако, важно убедиться, что разъединители соответствуют требованиям безопасности, эффективно выполняют свою функцию и удовлетворяют стандартам и нормативным требованиям, установленным для данного типа оборудования.

Для РУ 35 кВ принимаем разъединитель марки РГПЗ-СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1.

Выполним проверку разъединителя, результат занесен в таблицу 36.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РЛНД-35/630 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max} = 71,8 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,36 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 25,8 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный разъединитель проходит по всем требуемым параметрам.

Так как после реконструкции меняется конфигурация ОРУ 35 кВ, необходимо проверить соответствие параметрам выключателя на стороне 10 кВ.

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РЛНД-10/400 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{max} = 71,8 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,74 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 25,8 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

6.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока являются важной частью электрической системы, обеспечивая необходимое снижение первичного тока для измерений и релейной защиты, а также обеспечивая изоляцию и разделение измерительных и защитных цепей от цепей высокого напряжения. При выборе и использовании трансформаторов тока учитываются следующие факторы:

- первичный и вторичный ток;
- номинальное напряжение;
- тип установки и конструкция;
- класс точности;

- термическая и электродинамическая стойкость.

Для установки выбираем трансформатор тока на стороне РУ 35 кВ ТВТ-35-3-600/5-1. Приборы, подключаемые к ТВ-35-I-200/5, приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Приборы, подключаемые к ТВ-35-I-200/5.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	4	4	4
Ваттметр	7КТ1 30	4	4	4
Варметр	7КТ1 30	4	4	4
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	0,8
ИТОГО		16,8		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (60)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}. \quad (61)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (62)$$

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

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

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

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2H}^2}, \quad (63)$$

где $\Sigma S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;
 I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{18,2}{5^2} = 0,728 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным

$$R_K = 0,05 \text{ Ом}.$$

Таким образом сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 2 \cdot 0,728 + 0,05 = 1,2 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (64)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, принимаем равной 48 м. для 35 кВ;

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

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 48}{1,2} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый АКРНГ кабель с сечением 6 мм².

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,728 + 0,28 + 0,05 = 1,06 \text{ Ом.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТВ-35-I-200/5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 75 \text{ А}$	$I_P = 71,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,62 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 10 \text{ кА}$	$I_{УД} = 4,36 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 25,45 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Трансформатор тока подходит по условиям выбора и проверки.

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) играют важную роль в электрических системах, обеспечивая снижение высокого напряжения и изоляцию цепей измерения и реле от первичных цепей с более высоким напряжением. В отличие от силовых трансформаторов, ТН имеют меньшую мощность. При достаточно низкой мощности ТН можно использовать в режиме холостого хода.

- при выборе ТН учитываются следующие факторы;
- конструкция и схема соединения обмоток;
- номинальное напряжение;
- класс точности;
- проверка по вторичной нагрузке.

Кроме того, при выборе ТН следует учитывать стандарты и нормативы, регулирующие их производство и использование, а также совместимость с остальным оборудованием и системой измерений подстанции.

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка ТН на ВН для одной фазы

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, В·А	Суммарная нагрузка, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЦП 8501/17	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	ЦП 8501/17	2	5	10
Частотомер	СС3021	2	5	10
Ваттметр	Ц42308/1	5	5	25
Варметр	ЦП 8506/120	2	8	16
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	2	1	2
Итого				78

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$35 \leq 35 \text{ кВ}$. – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{ПРИБ} \leq S_{НОМ}; \tag{65}$$

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

$$S_{\text{ПРИБ}} = 78 \text{ ВА};$$

$78 \leq 90 \text{ ВА}$, следовательно, условие выполняется.

Для обеспечения надежной работы РУ на напряжении 35 кВ примем к установке масляный трехфазный антирезонансный электромагнитный трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1. Этот трансформатор предназначен для использования в трехфазных сетях переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ и неэффективно заземленной нейтралью.

Основное назначение трансформатора заключается в передаче сигналов измерительной информации на измерительные приборы, устройства автоматики, защиты, сигнализации и управления. Он обладает первичной обмоткой и тремя вторичными обмотками.

Вторичная основная обмотка №1 предназначена для коммерческого учета электроэнергии и оборудована отдельной герметичной коробкой. Вторичная основная обмотка №2 предназначена для цепей измерения и защиты. Также имеется вторичная дополнительная обмотка, которая предназначена для контроля изоляции сети.

Выбор трансформатора НАМИ-35 УХЛ1 обусловлен его соответствием требованиям напряжения, назначением и функциональными возможностями, что обеспечивает эффективную и надежную работу РУ на подстанции. Сравнение параметров приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НТ}} \geq U_{\text{Н}}$
$S_{\text{Н}} = 90 \text{ ВА}$	$S_{\text{Р}} = 78 \text{ ВА}$	$S_{\text{Н}} \geq S_{\text{Р}}$

Данный трансформатор напряжения подходит по условиям выбора и проверки.

6.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ напряжением 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкая ошиновка применяется для присоединения ячеек ввода 35 кВ к силовому трансформатору.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}. \quad (66)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 35 кВ выбираем – АС-70, так как $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ превышает $I_{\text{макс}} = 71,8 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (67)$$

-выбираем гибкие шины из провода АС: $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; [12]

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{0,875 \cdot 10^3}}{75} = 0,394 \text{ мм}^2;$$

$q_{\text{min}} < q$ и выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Таблица 41 – Выбор гибких шин 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{max} = 71,8 \text{ А}$	$I_{дон} = 265 \text{ А}$	$I_{дон} \geq I_{max}$
$I_{дин} = 64 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,36 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,293 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранный провод подходит по условиям.

6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Изоляторы играют важную роль в электроустановках, обеспечивая изоляцию и связь между различными частями системы, находящимися под разными потенциалами. Они выполняют функцию изоляции проводников при их прохождении через стены и обеспечивают отделение различных электроустановок друг от друга.

При выборе опорных изоляторов необходимо учитывать род установки, рабочее напряжение и допускаемую механическую нагрузку. Изоляторы должны быть подобраны таким образом, чтобы обеспечивать надежную изоляцию и справляться с механическими нагрузками, которые могут возникать в процессе эксплуатации.

Расчетная нагрузка на изоляторы ($F_{расч}$) определяется исходя из расчетной нагрузки шин на один пролет в случае многопролетной шинной конструкции. При этом следует учитывать, чтобы расчетная нагрузка не превышала 60% от разрушающей нагрузки ($F_{разр}$), указанной в паспортных данных изоляторов. Это гарантирует достаточную прочность и надежность работы изоляторов при нагрузках.

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (68)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (69)$$

На стороне высокого напряжения (ВН) применяются шинные опоры ШОП-35-1-2 УХЛ1, которые обладают высокой надежностью и имеют срок эксплуатации в течение 30 лет. Одной из особенностей данных опор является использование кремнийорганической изоляционной оболочки на изоляторе, что обеспечивает дополнительную защиту и долговечность системы.

Для опорных изоляторов наружной установки вариантом выбора является опорный стержневой полимерный изолятор типа ИОСК5-35 УХЛ1. Он предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах электростанций и подстанций переменного тока с напряжением 35 кВ. Использование таких изоляторов обеспечивает надежную изоляцию и стабильную работу системы при заданных напряжениях и нагрузках.

Таким образом, выбор шинных опор и опорных изоляторов соответствующих типов и классов обеспечивает эффективность и безопасность функционирования электроустановок на подстанции.

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н.} \quad (70)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{2,25^2}{1} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 3,703 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$3,703 < 880 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор имеет достаточно большой запас прочности и принимается к установке в ОРУ 35 кВ.

6.8 Проверка ТСН

НН 10 кВ установлен ТСН марки ТМ-25/10 – трехфазный сухой в защитном исполнении, проверим его соответствие его параметров после изменения конфигурации подстанции. Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 42.

Таблица 42 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция КРУН 10 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	130,4			65,8

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (71)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8;

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей НН.

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{0,1^2 + 0,1^2} = 0,113 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (72)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [12];

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{0,113}{0,7 \cdot 2} = 0,081 \text{ кВА}$$

Данный трансформатор подходит по всем требованиям.

6.9 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях имеется необходимость в установке аккумуляторных батарей для обеспечения постоянного тока. Эти батареи служат для питания различных цепей управления, сигнализации, аварийного освещения, автоматики и обеспечения электроснабжения важных механизмов, необходимых для поддержания работоспособности оборудования.

Получающих питание от аккумуляторной батареи, потребители энергии, можно разделить на три группы:

- кратковременная нагрузка;
- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка.

Обычно, аккумуляторные батареи используют в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

При этом напряжение на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а в конце полного разряда допустимое напряжение в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Токи разряда по данным научного – исследовательского аккумуляторного института в данном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита $10^0 \text{ C} - 21 \text{ A}$, при $25^0 \text{ C} - 25 \text{ A}$.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{III}}{U_{IIA}}, \quad (73)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

U_{III} - напряжение на шинах, принимаем $U_{III} = 230\text{В}$;

U_{IIA} - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В)

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

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

По формуле ниже выбирается типовой номер батареи N:

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (74)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 3$.

Предварительно принимаем батарею СК – 3.

Проверим по максимальному толчковому току.

Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \tag{75}$$

I_{Tmax} - максимальный толчковый ток.

$$I_{Tmax} = 92 \text{ A};$$

$$92 \leq 46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ A};$$

Окончательно принимаем СК – 3.

6.10 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН являются важным компонентом системы защиты электрооборудования от внутренних и грозовых перенапряжений в энергетических сетях и системах. Конструктивно, ОПН представляет собой последовательное соединение варисторов, которые способны эффективно ограничивать и поглощать перенапряжения.

ОПН предлагают ряд преимуществ по сравнению с традиционными разрядниками. Во-первых, они обеспечивают более широкий диапазон защиты и позволяют глубоко ограничивать перенапряжения, включая межфазные перенапряжения. Это повышает эффективность защиты и уменьшает риск повреждения электрооборудования. Во-вторых, ОПН обладают компактными размерами, что позволяет использовать их в качестве опорных изоляционных колонн. Это дает дополнительные возможности для оптимизации пространства и упрощения установки.

Выбор ОПН производится в следующем порядке:

- 1) Предварительный выбор определенного типа ОПН;
- 2) Выполнение проверки по некоторым условиям, после которой принимается решение о пригодности установки выбранного ОПН.

Основным условием обеспечения безотказной работы ОПН является длительное рабочее напряжение электроустановки. Напряжение на ПС (на отправном конце линии) не должно превышать $1,2 U_{ном}$ для сетей напряжением до 35 кВ, $1,15 U_{ном}$ для сетей напряжением 35 – 220 кВ, $1,1 U_{ном}$ для сетей 330 кВ и $1,05 U_{ном}$ для сетей 500 кВ и выше.

Импульсный ток, проходящий через варисторы, является одним из ведущих параметров при выборе ограничителя перенапряжения.

Выбор ограничителей перенапряжения.

Основные критерии, по которым производится выбор ОПН:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

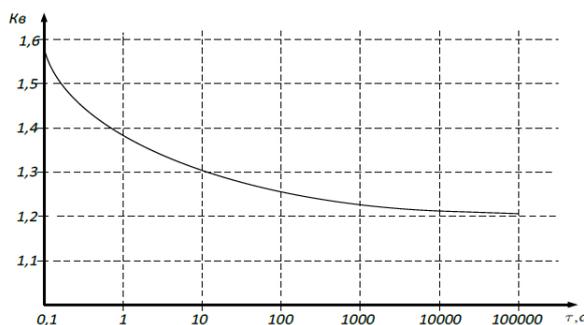


Рисунок 15 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

При выборе ОПН учитывается энергия, поглощаемая ограничителем, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (76)$$

где U - величина неограниченного перенапряжения;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН, 32,4 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление линии, 395 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (77)$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

На ПС Соколовка ОПН установлены на стороне 35 кВ. Время использования ОПН, без аварийных ситуаций 25 лет. Поскольку последняя замена ОПН на ОРУ 35 кВ производилась в 2005 году, а на КРУН - 10 кВ – 2011 год, то нет необходимости в выборе нового ОПН.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ 35/10 КВ СОКОЛОВКА

7.1 Расчёт заземления

Заземляющие устройства играют важную роль в обеспечении безопасности и защите электроустановок. Они выполняют несколько функций, включая:

- отвод импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю;
- защита от замыканий на землю;
- обеспечение электробезопасности.

Заземляющие устройства имеют различные формы и размеры, которые зависят от конфигурации электрооборудования и требований безопасности. Они обычно состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительные вертикальные электроды могут быть установлены по периметру сетки для достижения определенного сопротивления заземляющего электрода.

Линейные размеры и конфигурация заземляющих устройств определяются требованиями и нормативами. При укладке продольных магистралей сетки рекомендуется устанавливать поперечные ячейки с переменным шагом, соблюдая определенные значения расстояний между ними. Это помогает достичь оптимального сопротивления заземляющего электрода.

Например, для заземляющего устройства подстанции Соколовка с напряжением 35/10 кВ требуется сопротивление растеканию не более 4 Ом в любое время года. При проектировании заземляющей системы следует учитывать этот параметр и принимать соответствующие меры для достижения требуемого уровня электрической безопасности.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции 35/10 кВ Соколовка:

$$S = (37+2 \cdot 1,5) \cdot (32+2 \cdot 1,5) = 1400 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 12 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 10,55 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (78)$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$ – ток однофазного короткого замыкания;

t – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β – коэффициент, для стали равный 21.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{0,188^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 0,65 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (79)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (80)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (12 + 0,78) = 22,9 \text{ мм}^2.$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$S_{пр.в.} \geq F_{т.с} + F_{кор}; \tag{82}$$

$$10,55 \geq 7 + 22,8$$

По результатам проверки необходимо увеличить сечение заземляющего устройства до 30 мм²

Принимаем глубину залегания горизонтальных элементов заземлителя 80 сантиметров.

При проектировании заземляющей сетки подстанции важно учитывать расположение оборудования, зданий и сооружений для определения расположения и длины горизонтальных заземляющих электродов. Особое внимание следует уделить размерам ячеек заземляющей сетки, примыкающих к точкам присоединения нейтралей силовых трансформаторов, чтобы они не превышали 6х6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м.} \quad (83)$$

$$L = \left(\frac{1400}{6} \right) \cdot 2 = 467 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда:

$$a = \sqrt{1400} = 38 \text{ м.}$$

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (84)$$

$$m = \frac{467}{2 \cdot 38} - 1 = 6,14$$

Принимаем ближайшее значение – 6 штук.

Длина ячейки:

$$a_m = a / m, \text{ м.} \quad (85)$$

$$a_m = \frac{38}{6} = 6,4$$

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (86)$$

$$L = 2 \cdot 38 \cdot (6 + 1) = 532 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} \quad (87)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_b – длина вертикальных электродов, м.

$$n_b = \frac{4 \cdot 38}{6} = 26$$

Округляем до ближайшего целого значения $n_b = 11$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_b \cdot l_b} \right), \quad (88)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта принимаем равным $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

A – параметр, зависящий от соотношения l_b / \sqrt{S} , равный 0,03.

$$R_{ст} = 500 \cdot \left(\frac{0,03}{38} + \frac{1}{466 + 26 \cdot 5} \right) = 1,5 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и} \quad (89)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (90)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 38}{(500 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,81$$

$$R_{и} = 1,5 \cdot 0,81 = 1,215 \leq 4 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

При определении оптимального количества и расположения молниеотводов на территории подстанции важно учитывать зоны защиты этих молниеотводов. Зона защиты представляет собой область вокруг громоотвода, в которой вероятность проникновения молнии в защищаемый объект не превышает определенного уровня.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Соколовка, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования.

Принимаем высоту молниеотвода равной 20 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \text{ м} \quad (91)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \text{ м} \quad (92)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м}$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода, что отразим в графической части.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{сг} - h_i}{h_{сг}}, \quad (93)$$

где $h_{сг}$ – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{сг12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) \quad (94)$$

$$h_{сг12} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (30 - 20) = 15,24 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $2h < L_{м-м} \leq h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0}=r_0$.

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{1-2} - 2h)}{h} \right) \quad (95)$$

$$r_{c0} = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (30 - 2 \cdot 20)}{20} \right) = 23,32 \text{ м}$$

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} \quad (96)$$

$$r_{c12} = 23,32 \cdot \frac{15,24 - 8}{15,24} = 11,07 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right) \quad (97)$$

$$r_x = 23,32 \cdot \left(1 - \frac{8}{17} \right) = 12,35 \text{ м}$$

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии РУ представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты h_{cr} , м	Радиус зоны молниезащиты, м		
		0 м	6 м	8 м
1-2	15,24	23,32	15,09	12,35

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

8.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита, состоящая из измерительной, логической и выходной частей, играет важную роль в обеспечении надежности и безопасности электроустановок. Однако, до недавнего времени, она основывалась на электромеханических реле, которые стали устаревшими и требуют замены.

Электромеханическая аппаратура релейной защиты, несмотря на свои преимущества, имеет ряд недостатков, которые могут ограничивать ее эффективность и применение в современных условиях:

- низкая точность;
- ограниченное быстродействие;
- сложность выполнения сложных характеристик;
- техническое обслуживание;
- потребление энергии.[14]

Вместо этого, современные микропроцессорные защиты предлагают значительно более высокие характеристики по сравнению с электромеханическими реле. Мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, существенно снижается до уровня 0,1-0,5 ВА. Аппаратная погрешность таких защит находится в пределах 2-5%, а коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97.

Таким образом, переход к микропроцессорным защитам позволяет значительно повысить эффективность и точность релейной защиты, уменьшить затраты на обслуживание и использование электротехнических материалов. Это способствует обеспечению более надежной и современной защиты электроустановок.

8.2 Защита трансформатора

На подстанции Соколовка было решено применить устройство типа «Бреслер ШТ» для защиты двух установленных трансформаторов мощностью 1600 кВА. Это инновационное устройство предназначено для обеспечения

надежной защиты трансформаторов от внутренних повреждений и долгосрочного протекания токов при внешних коротких замыканиях.

Кроме того, на данной подстанции применяются передовые микропроцессорные терминалы с различными функциями, такими как максимальная токовая защита, токовая отсечка, логическая защита шин и защита от замыканий на землю. Эти передовые терминалы обеспечивают надежную защиту и автоматизацию для подключений с напряжением 10 и 35 кВ.

Такое комплексное использование устройства «Бреслер ШТ» в сочетании с микропроцессорными терминалами обеспечивает надежную и эффективную защиту трансформаторов и обеспечивает безопасность и стабильность работы подстанции Соколовка.

Устройство содержит следующие защиты:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) на стороне ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- автоматическое ускорение МТЗ НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защита от перегрузки;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировка устройства РПН.

8.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (98)$$

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

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 26,58 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 93 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (99)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 75 / 5 = 15$$

При принятии решения о выборе токового входа терминала для подключения вторичных цепей трансформатора тока, необходимо учитывать условие максимального коэффициента цифрового выравнивания. Он должен быть ниже пяти и выше 0,5, чтобы обеспечить оптимальную работу системы. [15]

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 0,64 \text{ А, выбираем } 0,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 6,2 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

8.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Применение дифференциальной защиты с торможением является высокоэффективным средством, направленным на обеспечение безопасности и надежности электроустановок. Она выполняет важную функцию обнаружения и отключения практически всех типов внутренних замыканий, включая случаи с низким током замыкания, внутри защищаемой зоны.

Эта защита основана на принципе сравнения токов, протекающих через различные участки электроустановки. При нормальном функционировании токи входных и выходных цепей должны быть равными или близкими. Однако, в случае замыкания, возникает разность между этими токами, что сигнализирует о наличии неисправности.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики (ТХ). ТХ состоит из двух участков и характеризуется следующими уставками:

- начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{диф.нач}}$;
- начальный тормозной ток $I_{\text{торм.нач}}$;
- коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$;
- тормозной ток блокировки $I_{\text{блок}}$.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока:

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (100)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (101)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (102)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (103)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

При выборе относительного начального дифференциального тока срабатывания принимается во внимание условие его отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \text{ о.е.} \quad (104)$$

$$I_{\text{диф.нач}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0$$

Для обеспечения оптимальной работы пускорезервных трансформаторов и трансформаторов, на которых возможно несинхронное автоматическое включение резерва (АВР), уставка принимается минимальным значением 0,6. В остальных случаях уставка может быть установлена на значение 1.

При выборе тормозного тока блокировки рекомендуется учитывать максимально возможный сквозной ток нагрузки. Уставка тормозного тока должна быть выбрана из соответствующего диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}} = 1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}} = 0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (105)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен 1,1 ÷ 1,3;

$I_{\text{торм.расч}}$ – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным 1,5 ÷ 2, величину $I_{\text{нб.расч*}}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 12,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36,23 - 0,6} = 0,42$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,24 - 0,6} = 0,29$$

8.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) является важной составляющей системы защиты и предназначена для немедленного отключения больших токов повреждения внутри зоны действия защиты.

ДТО работает на основе принципа сравнения токов, протекающих через защищаемый участок или устройство. При нормальных условиях работы токи, входящие и выходящие из защищаемой зоны, должны быть примерно равными. Однако, если возникает несоответствие или разность между этими

токами, что может быть вызвано повреждением или замыканием, ДТО реагирует и мгновенно прекращает подачу электрической энергии.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6 \quad (106)$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}} \quad (107)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

8.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) играет ключевую роль в системе обеспечения безопасности трансформатора от внешних коротких замыканий (КЗ), а также представляет собой важный резервный механизм для защиты от внутренних повреждений.

Она обеспечивает быстрое и точное обнаружение экстремально высоких токов, возникающих при внешних КЗ, и принимает соответствующие меры для предотвращения дальнейшего распространения повреждения.

В случае, когда чувствительность МТЗ не достаточна для обнаружения всех возможных коротких замыканий, применяется метод пуска по напряжению. Этот метод основан на наблюдении за изменениями напряжения на трансформаторе, которые могут указывать на наличие короткого замыкания. Если изменение напряжения превышает заданные уставки, то срабатывает защита и принимаются соответствующие меры.

При определении тока срабатывания МТЗ учитывается отстройка от тока, протекающего в месте установки защиты при автозапуске нагрузочных двигателей, и это выражается следующим образом:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}} \quad (108)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 48 = 121,26 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}}$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее $1,5$ при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее $1,2$ при выполнении функции резервирования.

$$k_{\text{ч}} = \frac{992}{121,26} = 8,18 > 1,5$$

8.7 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне среднего напряжения

Максимальная токовая защита низкого напряжения играет важную роль в отключении коротких замыканий на шинах низкого напряжения и обеспечивает резервирование отключения повреждений на элементах, подключенных к этим шинам. При выборе и настройке уставок для ступеней

МТЗ НН принципы и подходы аналогичны применяемым для ступеней МТЗ высокого напряжения.

МТЗ НН является частью общей системы защиты электроустановки и обеспечивает оперативное отключение при возникновении короткого замыкания на шинах НН. Кроме того, она также служит для резервирования отключения повреждений на элементах, таких как электроаппаратура, приборы и оборудование, которые подключены к шинам НН. Это позволяет предотвратить распространение повреждений и минимизировать потенциальные риски для системы и персонала.

Первая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 155 = 391,58 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{391,58} = 4,73 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 330,66 = 835,35 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{835,35} = 2,21 > 1,5$$

8.8 Защита от перегрузки

В случае трансформаторов, которые находятся под постоянным наблюдением оперативного персонала, перегрузочная защита реализуется через релейное защитное устройство, которое реагирует на действующий ток. Однако, чтобы избежать ложных срабатываний при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, в схему релейной защиты включается реле

времени. Это реле времени имеет обмотку, способную выдерживать продолжительные токи.

Перегрузка трансформаторов или автотрансформаторов обычно имеет симметричный характер, поэтому защита от перегрузки осуществляется через максимальную токовую защиту, которая активируется при превышении тока в одной из фаз. Для обеспечения надежной работы защиты, предусматривается задержка перед активацией защитного сигнала. В случае с необслуживаемыми подстанциями, защита может привести к разрядке или отключению трансформаторов или автотрансформаторов. Ток срабатывания защиты от перегрузки, действующий на сигнал, определяется по следующему выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} \quad (109)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата;

$I_{ном}$ номинальный ток обмотки трансформатора, на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,40 = 105,25 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1467,88 = 1926,59 \text{ А}$$

8.9 Газовая защита

Для обеспечения надежной защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, оснащенных расширителями, от различных внутренних повреждений, используется газовая защита. Эта система предотвращает проблемы, связанные с выделением газа, ускоренным вытеканием масла из бака в расширитель и утечкой масла из бака трансформатора.

Основным измерительным устройством в газовой защите является газовое реле, которое устанавливается в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее использовались поплавковые газовые реле, такие как ПГ-22, но сегодняшние системы применяют более современные реле, например, РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами или газовое реле VF80/Q с двумя шарообразными поплавками из пластмассы. Газовое реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока, который можно осмотреть через застекленные отверстия с откидными крышками. Дополнительно имеется пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для проверки работы реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип работы газового реле аналогичен другим газовым реле.

Газовая защита обладает высокой чувствительностью и позволяет обнаружить повреждение трансформатора на ранней стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита срабатывает быстро, в течение 0,1-0,2 секунды, если скорость потока масла превышает установленную уставку на 25% или более. Именно поэтому газовая защита устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и выше, а также на понижающих трансформаторах внутрицехового применения начиная с мощности 630 кВА. Для трансформаторов мощностью от 1 до 4 МВА также возможна установка газовой защиты. На защищаемом трансформаторе ПС Соколовка устанавливаем газовое реле типа VF80/Q.

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для проведения расчетов режимов при реконструкции сети использовалась программная система ПВК RastrWin 3, аналогично расчетам, выполненным в пункте 1.3. Все параметры узлов и ветвей, за исключением реконструируемых участков, оставались такими же, как указано в пункте 1.3.

В данном варианте реконструкции сети проводилась замена проводов ВЛ ПС Чугуевка - ПС Соколовка на сталеалюминиевый провод большего сечения, а именно на провод АС-70. Кроме того, были добавлены малая генерация на стороне 10 кВ ПС Соколовка и 0,4 кВ ПС Извилинка.

В процессе расчетов послеаварийных режимов были отключены участки сети ПС Чугуевка - ПС Соколовка и ПС Фадеево - ПС Извилинка. Однако благодаря установке устройств малой генерации эти отключения не оказали негативного влияния на работу системы. Напряжения в узлах и токовая загрузка линий остались в пределах допустимых значений.

Подробный расчет послеаварийных режимов приведен в Приложении А.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика является ключевой составляющей промышленности и экономики во всем мире. Она оказывает значительное воздействие на окружающую среду и биосферу. Развитие энергетической отрасли зависит от надежности и экологической безопасности энергообъектов, а также от мер по защите от чрезвычайных ситуаций. Это означает, что для обеспечения устойчивого развития энергетики необходимо уделять большое внимание экологическим аспектам и безопасности.

Для данного проекта (Реконструкция электрических сетей с центром питания на подстанции Соколовка Приморских электрических сетей АО «ДРСК») будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ эксплуатации электроустановок;
- экологичность (расчет шума для трансформаторов);
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

10.1 Безопасность

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

Оперативные переключения должны выполняться квалифицированным оперативно-ремонтным или оперативным персоналом, которому предоставлено соответствующее разрешение руководителем организации в соответствии с распорядительным документом. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [1]:

1) Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

2) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу

не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

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

10.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже:

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

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

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

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

10.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

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

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между

опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [2].

При выполнении работ по монтажу и ремонту высоковольтных линий (ВЛ), одним из основных аспектов является подъем рабочих и материалов на значительную высоту. Для обеспечения эффективности и безопасности подъема рабочих на работу на высоте используются специальные подъемные устройства, такие как автовышки, автогидроподъемники и другие.

Работы на опорах ВЛ требуют особых навыков и называются верхолазными работами. При выполнении таких работ на опорах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго соблюдать правила техники безопасности.

Пересечение проводов и тросов должно производиться только после отключения электрической части ВЛ и установки надежного заземления рабочего пролета.

Выполнение монтажных работ на высоте на открытых участках запрещено при силе ветра 6 баллов и выше (со скоростью ветра от 9,9 до 12,4 м/с). Это необходимо для предотвращения опасных ситуаций и травмирования персонала.

Для предотвращения падения инструментов или деталей с высоты рекомендуется избегать нахождения под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время выполнения работ. Кроме того, строго запрещается сбрасывать с высоты опоры любые предметы. Эти меры помогут обеспечить безопасность и предотвратить несчастные случаи.

10.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [1].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20% [1].

Работа внутри трансформатора должна выполняться по наряду и в присутствии трех работников, двое из которых являются страхующими. Страхующие должны находиться у смотрового люка или у отверстия для установки ввода с канатом от лямочного предохранительного пояса работника, который находится внутри трансформатора. С этим работником должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, который находится внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

10.2 Экологичность

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

1) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);

2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);

3) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);

4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Соколовка установлены 2 трансформатора серии ТМ – 1600/35. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

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 возникает в трансформаторе в результате воздействия меняющейся магнитной индукции на его сердечник. Это вызывает изменение длины сердечника из-за магнитострикционного эффекта, что приводит к изгибным колебаниям ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковые вибрации передаются через масло в баке на стенки бака и излучаются в виде воздушного шума. В небольших трансформаторах шум излучается непосредственно сердечником.

Аэродинамический шум возникает из-за движения воздушного потока, создаваемого системой механической вентиляции. Спектр этого шума непрерывен из-за случайного распределения завихрений, следующих по поверхности впадины. На этот шум накладываются высокие тона, которые могут оказывать физиологический эффект на ухо в виде визга. Частота этих тональных составляющих зависит от геометрии путей циркуляции охлаждающего воздуха. Уменьшить аэродинамический шум можно путем выбора более тихих вентиляторов и установки звукопоглощающих материалов.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется преимущественно электромагнитной составляющей. В диапазоне частот до 800 Гц эта составляющая является существенной, и уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преобладают тональные составляющие, частота которых

соответствует удвоенной частоте сети (например, при частоте сети 50 Гц, частота тональной составляющей равна 100 Гц) и их кратные гармоники. Это воспринимается на слух как низкое гудение. [3].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 44 - Исходные данные

Количество трансформаторов	Система охлаждения	S, МВА	U _{НОМ} , кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	1,6	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, которая находится рядом с ПС. Следует учитывать, что для некоторых территорий допустимые уровни шума могут меняться в зависимости от времени суток. В расчетах мы используем самые строгие требования, которые применяются с 23:00 до 07:00 [4].

Для территорий, расположенных рядом с жилыми домами, допустимый уровень шума составляет 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В этом стандарте указаны скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов, которые зависят от типовой мощности, класса напряжения и типа системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности используются как нормируемая величина для определения шумовых характеристик трансформатора [5].

Для трансформатора уровень звуковой мощности при номинальной мощности 1,6 МВА и номинальном напряжении 35 кВ составляет:

$$L_{PA} = 88 \text{ дБА};$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС Соколовка, благодаря своему открытому исполнению, может иметь специфическую характеристику распространения шума. Если источник шума в данном устройстве обладает показателем направленности, равным 1 (что соответствует равномерному распределению шума во всех направлениях), и его уровень звуковой мощности скорректирован, то уровень шума, создаваемый этим источником, будет равномерным на всей полусфере с радиусом, указанным на рисунке 16.

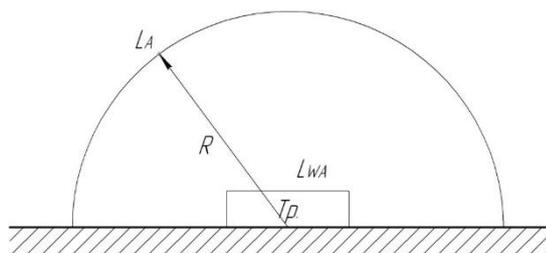


Рисунок 16– Излучение шума Трансформатором

В этом случае в соответствии с [5] справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (110)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2;$$

Исходя из формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в

эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (111)$$

$$\text{где } S = \pi R^2; \quad (112)$$

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:

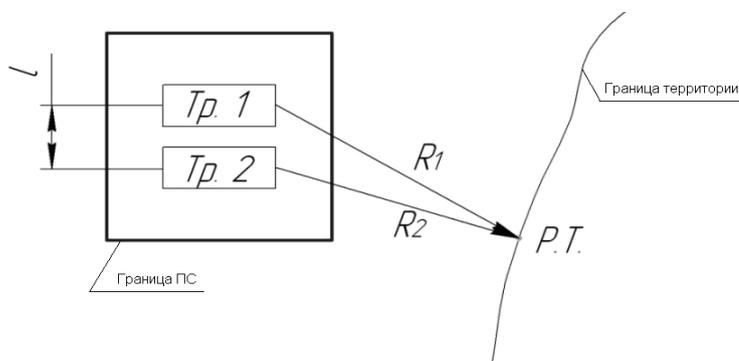


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}; \quad (113)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DY_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (8) можно переписать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}; \quad (114)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (115)$$

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,188} + 10^{0,188}) = 91,01 \text{ дБА}; \quad (116)$$

Решив уравнение (5), относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91,01-45)}}{2\pi}} = 79,71 \text{ м}; \quad (117)$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае

$$R_{\min} = L_{C33}$$

реализуется принцип «защита расстоянием», а санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 79,71 м. Ближайший к территории ПС Соколовка жилой дом расположен на расстоянии 266 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуется.

Согласно расчетам, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории составляет 79,71 м. Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимый уровень звука, поэтому меры по снижению уровня шума не требуются.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая скидывается на определенной территории в результате аварии, природного явления, создающего опасность, катастрофы или другого стихийного бедствия, которые могут повлечь или уже повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб жизни и здоровью людей или окружающей среде, так же значительные материальные потери и нанесение ущерба условиям жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят, в частности, пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [6].

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

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

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [7]:

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

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [7]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрических сетей напряжением филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» с центром питания ПС Чугуевка для повышения надежности электроснабжения потребителей.

В ходе выполнения ВКР были решены следующие задачи:

- проведен анализ электроэнергетической системы;
- выполнен расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработан вариант необходимой реконструкции сети, которая потребуется для повышения надежности электроснабжения потребителей;
- рассчитаны токи короткого замыкания на ПС Соколовка;
- произведен выбор оборудования и разработано заземление и молниезащита;
- произведен расчет безопасности и экологичности проекта.

В итоге был выбран вариант реконструкции, в рамках которого происходит замена провода на участке ПС Чугуевка – ПС Октябрьская – ПС Соколовка, реконструкция РУ 35 кВ ПС Соколовка и ПС Извилинка, а так же подключение устройств малой генерации на сторонах НН этих ПС. Выбор был сделан на основании расчета капиталовложений на реконструкцию подстанций и высоковольтных линий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014 – 100 с.
- 2 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартиформ, 2007. – 15 с.
- 3 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 4 ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», 2014
- 5 ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.
- 6 ГОСТ Р 55025-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия, 2013 г.;
- 7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 592 с.
- 8 Инструкция к программному комплексу RastrWin.
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.
- 10 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ, Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 г.;

11 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

12 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

13. Приказ Министерства регионального развития РФ № 481 “Об утверждении Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов - укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры”, 2011г.

13 Проведение испытаний систем технического водоснабжения (СТВ) структурных подразделений АО «ДГК» с разработкой режимных карт и определением ограничений мощности / Технические требования. АО «ДГК», 2018г.;

14 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е / Чернобровов Н. В./ М., «Энергия», 1974. 680 с.

15 Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 2007. 238с.

16 Сайт Акционерного общества «Уралэлектротяжмаш»: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35/>

17 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2018г.;

18 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

19 СНиП 22-02-2003 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.

20 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

21 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

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

23 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

24 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС).

25 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 750 кВ

26 СТО 70238424.29.240.99.005-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Условия поставки.

27 СТО 70238424.29.240.99.006-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

28 Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов») / Ю.В. Мясоедов / Системы электроснабжения промышленных объектов и городов / Учебное пособие Благовещенск, Издательство АмГУ, 2014 г.;

29 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет режима после реконструкции сети

сети в ПВК RastrWin3

Таблица А.1. – Узлы. Максимальный режим

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	10	ВН 500 кВ Чугуевка 2	500	46,8	-99,5	371,1	-93,1	500,00
Нагр	1	0 Чугуевка 2	500	0	0	0	0	500,05
Нагр	2	НН 10 кВ Чугуевка 2	10	0	0	0	0	10,53
Нагр	3	СН 220 кВ Чугуевка 2	220	224,1	-37,3	0	0	230,86
Нагр	4	ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	0	0	0	0	226,74
Нагр	5	ВН 220 кВ Арсеньев 2	220	0	0	16,1	22,3	226,74
Нагр	6	0 Арсеньев 2	220	0	0	0	0	222,30
Нагр	7	0 Арсеньев 2	220	0	0	0	0	222,29
Нагр	8	НН 10 кВ Арсеньев 2	10	0,5	0,1	0	0	10,63
Нагр	9	НН 10 кВ Арсеньев 2	10	0,5	0	0	0	10,63
Нагр	11	СН 110 кВ Арсеньев 2	110	67,2	23,4	0	0	116,99
Нагр	12	СН 110 кВ Арсеньев 2	110	0	0	0	0	116,99
Нагр	13	ВН 110 кВ Молодежная	110	0	0	0	0	115,99
Нагр	14	ВН 110 кВ Молодежная	110	0	0	0	0	115,99
Нагр	15	0 Молодежная	110	0	0	0	0	108,36
Нагр	16	СН 35 кВ Молодежная	35	5,7	2,2	0	0	36,24
Нагр	17	СН 35 кВ Молодежная	35	4,7	1,9	0	0	36,24
Нагр	18	0 Молодежная	110	0	0	0	0	108,36
Нагр	19	НН 6 кВ Молодежная	6	7,5	2,2	0	0	6,04
Нагр	21	НН 6 кВ Молодежная	6	8,5	9,5	0	0	6,04
Нагр	22	ВН 220 кВ Чугуевка	220	0	0	0	0	230,81
Нагр	23	0 220 кВ Чугуевка	220	0	0	0	0	224,10
Нагр	24	НН 10 кВ Чугуевка	10	0	0	0	0	10,72
Нагр	25	ВН 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	118,16
Нагр	26	ВН 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	118,15
Нагр	27	0 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	112,48
Нагр	28	0 110 кВ Чугуевка	110	0	0	0	0	112,48
Нагр	29	НН 10 кВ Чугуевка	10	6,7	1,3	0	0	10,63
Нагр	30	НН 10 кВ Чугуевка	10	6,7	1,3	0	0	10,63
Нагр	31	СН 35 кВ Чугуевка	35	0	0	0	0	36,39
Нагр	32	СН 35 кВ Чугуевка	35	0	0	0	0	36,39
Нагр	33	ВН 35 кВ Октябрьская	35	0	0	0	0	36,19
Нагр	34	НН 0.4 кВ Октябрьская	0,4	0	0	0	0	0,41
Нагр	35	ВН 35 кВ Соколовка	35	0	0	0	0	35,45
Нагр	36	ВН 35 кВ Соколовка	35	0	0	0	0	35,45
Нагр	37	НН 10 кВ Соколовка	10	0	0	0	0	10,00
База	38	НН 10 кВ Соколовка	10	0,1	0,1	0,1	-2,8	10,00
Нагр	39	ВН 35 кВ Фадеево	35	0	0	0	0	35,24
Нагр	40	ВН 35 кВ Фадеево	35	0	0	0	0	35,24
Нагр	41	НН 10 кВ Фадеево	10	0,6	0,1	0	0	10,53
Нагр	42	НН 10 кВ Фадеево	10	0	0	0	0	10,53
Нагр	43	Отпайка Извилинка	35	0	0	0	0	35,05
База	44	НН 0.4 кВ Извилинка	0,4	0,3	0,1	-0,1	0,2	0,40
Нагр	45	ВН 35 кВ Бреевка	35	0	0	0	0	34,96
Нагр	46	НН 10 кВ Бреевка	10	0,5	0,1	0	0	10,45
Нагр	47	НН 10 кВ Бреевка	10	0	0	0	0	10,45
Нагр	48	ВН 35 кВ Уборка	35	0	0	0	0	34,68
Нагр	49	ВН 35 кВ Уборка	35	0	0	0	0	34,68

Продолжение ПИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	50	НН 10 кВ Уборка	10	0	0	0	0	10,19
Нагр	51	НН 10 кВ Уборка	10	2,0	0,6	0	0	10,19
Нагр	52	ВН 35 кВ Самарка	35	0	0	0	0	34,41
Нагр	53	НН 10 кВ Самарка	10	0	0	0	0	10,29
Нагр	54	НН 10 кВ Самарка	10	0,6	0,1	0	0	10,29
Нагр	55	0 Чугуевка 2	500	0	0	0	0	500,05
Нагр	56	0 Чугуевка 2	500	0	0	0	0	500,05
Нагр	20	ВН 35 кВ Извилинка	35	0	0	0	0	35,04

Таблица А.2. – Ветви. Максимальный режим

Название	R	X	B	Кт/г	P _{нач}	Q _{нач}
1	2	3	4	5	6	7
ВН 500 кВ Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	0,48	60,84	7,9	1,000	-108	-2
0 Чугуевка 2 - НН 10 кВ Чугуевка 2	0,48	112,99	0	0,021	0	0
0 Чугуевка 2 - СН 220 кВ Чугуевка 2	0,48	-6,19	0	0,462	-108	3
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	7,12	25,80	-166,1	-	-68	-15
ВН 220 кВ Арсеньев 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	0	0	0	-	-25	1
ВН 220 кВ Арсеньев 2 - 0 Арсеньев 2	0,49	48,67	11,7	1,000	-41	-22
ВН 220 кВ Арсеньев 2 - 0 Арсеньев 2	0,49	48,67	11,7	1,000	-42	-22
0 Арсеньев 2 - СН 110 кВ Арсеньев 2	0,49	-2,06	0	0,526	-41	-19
0 Арсеньев 2 - СН 110 кВ Арсеньев 2	0,49	-2,06	0	0,526	-41	-19
СН 110 кВ Арсеньев 2 - СН 110 кВ Арсеньев 2	0	0	0	-	-26	-5
0 Арсеньев 2 - НН 10 кВ Арсеньев 2	0,49	82,52	0	0,048	0	0
0 Арсеньев 2 - НН 10 кВ Арсеньев 2	0,49	82,52	0	0,048	0	0
НН 10 кВ Арсеньев 2 - НН 10 кВ Арсеньев 2	0	0	0	-	0	0
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	2,54	5,33	-34,2	-	-15	-15
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Молодежная	0	0		-	-1	-5
ВН 110 кВ Молодежная - 0 Молодежная	2,58	88,82	12,0	1,000	-13	-10
ВН 110 кВ Молодежная - 0 Молодежная	2,58	88,82	12,0	1,000	-13	-10
0 Молодежная - СН 35 кВ Молодежная	2,58	0	0	0,335	-5	-2
0 Молодежная - СН 35 кВ Молодежная	2,58	0	0	0,335	-5	-2
СН 35 кВ Молодежная - СН 35 кВ Молодежная	0	0	0	-	1	0
0 Молодежная - НН 6 кВ Молодежная	2,58	51,60	0	0,057	-8	-6
0 Молодежная - НН 6 кВ Молодежная	2,58	51,60	0	0,057	-8	-6
НН 6 кВ Молодежная - НН 6 кВ Молодежная	0	0	0	-	-1	-4
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	0,13	0,56	-3,4	-	-31	-16
ВН 220 кВ Чугуевка - 0 220 кВ Чугуевка	1,43	104,11	5,9	1,000	-30	-16
0 220 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	1,43	195,64	0	0,048	0	0
0 220 кВ Чугуевка - ВН 110 кВ Чугуевка	1,43	-11,67	0	0,526	-30	-13
ВН 110 кВ Чугуевка - ВН 110 кВ Чугуевка	0	0	0	-	-21	-8
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	11,75	24,68	-158,7	-	12	5
ВН 110 кВ Чугуевка - 0 110 кВ Чугуевка	5,03	142,08	8,2	1,000	-9	-5
ВН 110 кВ Чугуевка - 0 110 кВ Чугуевка	5,03	142,08	8,2	1,000	-9	-5
0 110 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	5,03	82,50	0	0,096	-7	-2
0 110 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	5,03	82,50	0	0,096	-7	-2
НН 10 кВ Чугуевка - НН 10 кВ Чугуевка	0	0	0	-	0	0
0 110 кВ Чугуевка - СН 35 кВ Чугуевка	5,03	0	0	0,324	-2	-2
0 110 кВ Чугуевка - СН 35 кВ Чугуевка	5,03	0	0	0,324	-2	-2
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	1,49	1,49	0	-	-2	-3

Продолжение ПИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7
ВН 35 кВ Октябрьская - НН 0.4 кВ Октябрьская	14,90	0	12,2	0,011	0	0
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	5,32	5,32	0	-	-2	-3
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Соколовка	0	0	0	-	-2	-2
ВН 35 кВ Соколовка - НН 10 кВ Соколовка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	-2
ВН 35 кВ Соколовка - НН 10 кВ Соколовка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	-2
НН 10 кВ Соколовка - НН 10 кВ Соколовка	0	0	0	-	0	-1
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	4,09	4,09	0	-	-2	0
ВН 35 кВ Фадеево - ВН 35 кВ Фадеево	0	0	0	-	-1	0
ВН 35 кВ Фадеево - НН 10 кВ Фадеево	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Фадеево - НН 10 кВ Фадеево	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
НН 10 кВ Фадеево - НН 10 кВ Фадеево	0	0	0	-	0	0
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	6,79	6,79	0	-	-1	0
ВН 35 кВ Извилинка - НН 0.4 кВ Извилинка	72,00	318,00	4,7	0,011	0	0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	4,85	4,85	0	-	-1	0
ВН 35 кВ Бреевка - НН 10 кВ Бреевка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Бреевка - НН 10 кВ Бреевка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
НН 10 кВ Бреевка - НН 10 кВ Бреевка	0	0	0	-	0	0
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	17,03	17,03	0	-	-3	-1
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Уборка	0	0	0	-	-2	0
НН 10 кВ Уборка - НН 10 кВ Уборка	0	0	0	-	-1	0
ВН 35 кВ Уборка - НН 10 кВ Уборка	8,61	49,01	18,0	0,300	-1	0
ВН 35 кВ Уборка - НН 10 кВ Уборка	8,61	49,01	18,0	0,300	-1	0
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	12,58	17,04	0	-	-1	0
ВН 35 кВ Самарка - НН 10 кВ Самарка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
ВН 35 кВ Самарка - НН 10 кВ Самарка	8,61	49,01	18,0	0,300	0	0
СН 35 кВ Чугуевка - СН 35 кВ Чугуевка	0	0	0	-	-1	1
НН 10 кВ Самарка - НН 10 кВ Самарка	0	0	0	-	0	0
ВН 500 кВ Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	0,48	60,84	7,9	1,000	-108	-2
0 Чугуевка 2 - СН 220 кВ Чугуевка 2	0,48	-6,19	0	0,462	-108	3
0 Чугуевка 2 - НН 10 кВ Чугуевка 2	0,48	112,99	0	0,021	0	0
ВН 500 кВ Чугуевка 2 - 0 Чугуевка 2	0,48	60,84	7,9	1,000	-108	-2
0 Чугуевка 2 - СН 220 кВ Чугуевка 2	0,48	-6,19	0	0,462	-108	3
0 Чугуевка 2 - НН 10 кВ Чугуевка 2	0,48	112,99	0	0,021	0	0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	0,98	0,34	0	-	0	0

Таблица – А.3. Отклонение напряжения. Максимальный режим

Название	U _{ном} , кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,26
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,63	6,31
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,63	6,31
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	116,99	6,36
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	116,99	6,36
ВН 110 кВ Молодежная	110	115,99	5,45
ВН 110 кВ Молодежная	110	115,99	5,45
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,72	7,18
ВН 110 кВ Чугуевка	110	118,16	7,42

Продолжение ПИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4
ВН 110 кВ Чугуевка	110	118,15	7,41
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,63	6,28
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,63	6,28
НН 10 кВ Фадеево	10	10,53	5,30
НН 10 кВ Фадеево	10	10,53	5,30

Таблица – А.4. Токовая загрузка ЛЭП. Максимальный режим

Название	$I_{нач}$, А	$I_{кон}$, А	$I_{доп.ДДТН}$, А	$I_{доп.расч.ДДТН}$, А	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	173	179	605,0	862,1	20,7
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	103	104	445,0	634,1	16,5
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	87	85	690,0	983,3	8,9
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	66	62	445,0	634,1	10,4
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	60	60	210,0	299,3	20,2
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	60	60	210,0	299,3	20,1
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	25	25	265,0	377,6	6,7
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	15	15	265,0	377,6	4,0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	9	9	265,0	377,6	2,3
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	46	46	265,0	377,6	12,2
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	10	10	330,0	470,3	2,2
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	7	7	130,0	185,3	3,6

Продолжение ПИЛОЖЕНИЯ А

Послеаварийные режимы

Таблица – А.5. Значение напряжений. Отключения Октябрьская – Соколовка

Название	U _{ном} , кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,30
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,65	6,51
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,65	6,51
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	117,22	6,56
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	117,22	6,56
ВН 110 кВ Молодежная	110	116,30	5,72
ВН 110 кВ Молодежная	110	116,29	5,72
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,79	7,86
ВН 110 кВ Чугуевка	110	118,83	8,03
ВН 110 кВ Чугуевка	110	118,83	8,02
0 110 кВ Чугуевка	110	115,56	5,05
0 110 кВ Чугуевка	110	115,56	5,05
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,93	9,27
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,93	9,27
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,40	6,87
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,40	6,87
ВН 35 кВ Октябрьская	35	37,40	6,87
НН 0.4 кВ Октябрьская	0,4	0,43	6,88
ВН 35 кВ Соколовка	35	33,08	-5,48
ВН 35 кВ Соколовка	35	33,08	-5,48
ВН 35 кВ Фадеево	35	32,91	-5,97
ВН 35 кВ Фадеево	35	32,91	-5,97
Отпайка Извилинка	35	32,78	-6,35
ВН 35 кВ Бреевка	35	32,68	-6,63
НН 10 кВ Уборка	10	10,52	5,16
НН 10 кВ Уборка	10	10,52	5,16
НН 10 кВ Самарка	10	10,61	6,10
НН 10 кВ Самарка	10	10,61	6,10
ВН 35 кВ Извилинка	35	32,77	-6,36

Таблица – А.4. Токовая загрузка ЛЭП. Максимальный режим

Название	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{доп.ДДТН} , А	I _{доп.расч.ДДТН} , А	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	170	175	605,0	862,1	20,3
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	95	97	445,0	634,1	15,3
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	82	80	690,0	983,3	8,4
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	73	68	445,0	634,1	11,5
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	0	0	210,0	299,3	0,1
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	0	0	210,0	299,3	0
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	24	24	265,0	377,6	6,4
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	14	14	265,0	377,6	3,6
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	9	9	265,0	377,6	2,5
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	45	45	265,0	377,6	11,8
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	10	10	330,0	470,3	2,1
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	6	6	130,0	185,3	3,5

Продолжение ПИЛОЖЕНИЯ А

Таблица – А.6. Значение напряжений. Отключения Октябрьская – Соколовка и Фадеево – Извилинка

Название	U _{ном} , кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
НН 10 кВ Чугуевка 2	10	10,53	5,30
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,65	6,51
НН 10 кВ Арсеньев 2	10	10,65	6,51
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	117,22	6,56
СН 110 кВ Арсеньев 2	110	117,22	6,56
ВН 110 кВ Молодежная	110	116,30	5,72
ВН 110 кВ Молодежная	110	116,29	5,72
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,79	7,86
ВН 110 кВ Чугуевка	110	118,83	8,03
ВН 110 кВ Чугуевка	110	118,83	8,02
0 110 кВ Чугуевка	110	115,56	5,05
0 110 кВ Чугуевка	110	115,56	5,05
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,93	9,27
НН 10 кВ Чугуевка	10	10,93	9,27
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,40	6,87
СН 35 кВ Чугуевка	35	37,40	6,87
ВН 35 кВ Октябрьская	35	37,40	6,87
НН 0.4 кВ Октябрьская		0,43	6,88
ВН 35 кВ Соколовка	35	33,11	-5,40
ВН 35 кВ Соколовка	35	33,11	-5,40
ВН 35 кВ Фадеево	35	33,02	-5,66
ВН 35 кВ Фадеево	35	33,02	-5,66
Отпайка Извилинка	35	32,08	-8,35
ВН 35 кВ Бреевка	35	31,98	-8,63
НН 10 кВ Уборка	10	10,52	5,16
НН 10 кВ Уборка	10	10,52	5,16
НН 10 кВ Самарка	10	10,61	6,10
НН 10 кВ Самарка	10	10,61	6,10
ВН 35 кВ Извилинка	35	32,09	-8,30

Таблица – А.7. Токовая нагрузка ЛЭП. Максимальный режим

Название	I _{нач} , А	I _{кон} , А	I _{доп.ДДТН} , А	I _{доп.расч.ДДТН} , А	Загрузка ЛЭП, %
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Арсеньев 2	170	175	605,0	862,1	20,3
СН 110 кВ Арсеньев 2 - ВН 110 кВ Молодежная	95	97	445,0	634,1	15,3
СН 220 кВ Чугуевка 2 - ВН 220 кВ Чугуевка	82	80	690,0	983,3	8,4
ВН 110 кВ Молодежная - ВН 110 кВ Чугуевка	73	68	445,0	634,1	11,5
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Октябрьская	0	0	210,0	299,3	0,1
ВН 35 кВ Октябрьская - ВН 35 кВ Соколовка	0	0	210,0	299,3	0
ВН 35 кВ Соколовка - ВН 35 кВ Фадеево	11	11	265,0	377,6	2,9
ВН 35 кВ Фадеево - Отпайка Извилинка	0	0	265,0	377,6	0
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Бреевка	9	9	265,0	377,6	2,5
СН 35 кВ Чугуевка - ВН 35 кВ Уборка	45	45	265,0	377,6	11,8
ВН 35 кВ Уборка - ВН 35 кВ Самарка	10	10	330,0	470,3	2,1
Отпайка Извилинка - ВН 35 кВ Извилинка	9	9	130,0	185,3	5,1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Экономический расчет в ПК Mathcad

Вариант №1

Расчет капиталовложений

$$k_{И} := 4.61 \cdot 1.5 = 6.915 \quad K_{ИТУ} := 42.4 \cdot 10^3 + 34.5 \cdot 10^3$$

$$K_{ру1} := 2 \cdot 7000 \cdot k_{И} = 9.681 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{пост1} := 8000 \cdot k_{И} = 5.532 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{пс1} := K_{ру1} + K_{пост1} = 1.521 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{вл1} := (15.83 \cdot 683) \cdot k_{И} = 7.476 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_1 := K_{вл1} + K_{пс1} + K_{ИТУ} = 3.038 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

Вариант №4

Расчет капиталовложений

$$k_{И} := 4.61 \cdot 1.5 = 6.915$$

$$K_{ру4} := 1 \cdot 7000 \cdot k_{И} = 4.841 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{пост4} := 8000 \cdot k_{И} = 5.532 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{пс4} := K_{ру4} + K_{пост4} = 1.037 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{вл4} := (52.35 \cdot 683) \cdot k_{И} = 2.472 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_4 := K_{вл4} + K_{пс4} = 3.51 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

Расчет потерь

$$T_{Г} := 8760 \quad T_{З} := 4800 \quad T_{Л} := 3960$$

$$U_{НОМ} := 35 \quad P_{эф.З} := 0.2 \quad Q_{эф.З} := 0.1$$

$$R_{тр.35} := 2.60 \quad P_{эф.Л} := 0.15 \quad Q_{эф.Л} := 0.1$$

$$\Delta P_{ХХ.35} := 0.013$$

$$R_{ЛЭП1} := 1.75$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$R_{\text{ЛЭП4}} := 6.95$$

Вариант №1

$$\Delta W_{\text{Тр1}} := 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ.35}} \cdot T_{\Gamma} + \left[\frac{(P_{\text{Эф.3}}^2 + Q_{\text{Эф.3}}^2) \cdot R_{\text{Тр.35}} \cdot T_3}{2 \cdot (U_{\text{НОМ}})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[\frac{(P_{\text{Эф.Л}}^2 + Q_{\text{Эф.Л}}^2) \cdot R_{\text{Тр.35}} \cdot T_{\text{Л}}}{2 \cdot (U_{\text{НОМ}})^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{Тр1}} = 228.151 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП1}} := \left[\frac{(P_{\text{Эф.3}}^2 + Q_{\text{Эф.3}}^2) \cdot R_{\text{ЛЭП1}} \cdot T_3}{(U_{\text{НОМ}})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[\frac{(P_{\text{Эф.Л}}^2 + Q_{\text{Эф.Л}}^2) \cdot R_{\text{ЛЭП1}} \cdot T_{\text{Л}}}{(U_{\text{НОМ}})^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП1}} = 0.527 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_1 := \Delta W_{\text{Тр1}} + \Delta W_{\text{ЛЭП1}} = 228.678 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Вариант №4

$$\Delta W_{\text{Тр4}} := 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ.35}} \cdot T_{\Gamma} + \left[\frac{(P_{\text{Эф.3}}^2 + Q_{\text{Эф.3}}^2) \cdot R_{\text{Тр.35}} \cdot T_3}{2 \cdot (U_{\text{НОМ}})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[\frac{(P_{\text{Эф.Л}}^2 + Q_{\text{Эф.Л}}^2) \cdot R_{\text{Тр.35}} \cdot T_{\text{Л}}}{2 \cdot (U_{\text{НОМ}})^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{Тр4}} = 228.151 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$\Delta W_{\text{ЛЭП4}} := \left[\frac{(P_{\text{Эф.з}}^2 + Q_{\text{Эф.з}}^2) \cdot R_{\text{ЛЭП4}} \cdot T_{\text{з}}}{(U_{\text{НОМ}})^2} \right] \dots$$

$$+ \left[\frac{(P_{\text{Эф.л}}^2 + Q_{\text{Эф.л}}^2) \cdot R_{\text{ЛЭП4}} \cdot T_{\text{л}}}{(U_{\text{НОМ}})^2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП4}} = 2.092 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_4 := \Delta W_{\text{Тр4}} + \Delta W_{\text{ЛЭП4}} = 230.243 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Расчёт издержек

Вариант №1

$$I_{\text{АМ1}} := \frac{K1}{20} = 1.519 \times 10^4 \quad \text{Тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{ЭКСВЛ}} := 0.008$$

$$\alpha_{\text{ЭКСПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{ЭР1}} := \alpha_{\text{ЭКСВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ1}} + \alpha_{\text{ЭКСПС}} \cdot K_{\text{ПС1}} = 8.205 \times 10^3 \quad \text{Тыс.руб}$$

$$c_0 := 4.69 \quad \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W1} := c_0 \cdot \Delta W_1 = 1072.5 \quad \text{Тыс.руб}$$

$$I1 := I_{\text{ЭР1}} + I_{\text{АМ1}} + I_{\Delta W1} = 2.447 \times 10^4 \quad \text{Тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов

$$Z_1 := 0.1 \cdot K1 + I1 = 5.48462 \times 10^4 \quad \text{Тыс.руб}$$

Вариант №4

$$I_{\text{АМ4}} := \frac{K4}{20} = 1.755 \times 10^4 \quad \text{Тыс.руб}$$

$$\alpha_{\text{ЭКСВЛ}} := 0.008$$

$$\alpha_{\text{ЭКСПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{ЭР4}} := \alpha_{\text{ЭКСВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ4}} + \alpha_{\text{ЭКСПС}} \cdot K_{\text{ПС4}} = 7.164 \times 10^3 \quad \text{Тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$c_0 := 4.69 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

$$I_{\Delta W4} := c_0 \cdot \Delta W_4 = 1079.84 \text{ тыс.руб}$$

$$I_4 := I_{\text{ЭР4}} + I_{\text{АМ4}} + I_{\Delta W4} = 2.579 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Расчет среднегодовых расходов

$$З_4 := 0.1 \cdot K_4 + I_4 = 6.08897 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Расчет ЧДД

Вариант №1

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 4$$

$$K_{\text{ГОД1}} := \frac{K_1}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 7.595 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{ГОД1}} := \frac{I_1}{20} = 1.223 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$P_{\text{max}} := 1.6 \text{ МВт} \quad P_{\text{min}} := 1.2 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6000 \text{ ч} \quad T_{\text{min}} := 2860 \text{ ч}$$

$$\text{Э}_{\text{получ1}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}} = 1.303 \times 10^4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$D_1 := \text{Э}_{\text{получ1}} \cdot 4.69 = 6.112 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$З_1 := (-K_{\text{ГОД1}} - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -7.717 \times 10^4$$

$$З_2 := (-K_{\text{ГОД1}} - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -7.016 \times 10^4$$

$$З_3 := (-K_{\text{ГОД1}} - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -6.378 \times 10^4$$

$$З_4 := (-K_{\text{ГОД1}} - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -5.798 \times 10^4$$

$$З_5 := (D_1 - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 4.091 \times 10^4$$

$$З_6 := (D_1 - I_{\text{ГОД1}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 3.719 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$3_7 := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 3.381 \times 10^4$$

$$3_8 := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 3.074 \times 10^4$$

$$3_9 := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 2.794 \times 10^4$$

$$3_{10} := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 2.54 \times 10^4$$

$$3_{11} := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 2.309 \times 10^4$$

$$3_{12} := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 2.099 \times 10^4$$

$$3_{13} := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 1.908 \times 10^4$$

$$3_{14} := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 1.735 \times 10^4$$

$$3_{15} := (Д1 - И_{год1}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 1.577 \times 10^4$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} := 3_1 + 3_2 + 3_3 + 3_4 + 3_5 + 3_6 + 3_7 + 3_8 \dots &= 2.32 \times 10^4 \\ &+ 3_9 + 3_{10} + 3_{11} + 3_{12} + 3_{13} + 3_{14} + 3_{15} \end{aligned}$$

Вариант №4

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 4$$

$$K_{\text{ГОД4}} := \frac{K4}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 8.774 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$И_{\text{ГОД4}} := \frac{И4}{20} = 1.29 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$P_{\text{max}} := 1.4 \text{ МВт} \quad P_{\text{min}} := 1 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6000 \text{ ч} \quad T_{\text{min}} := 2860 \text{ ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ4}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}} = 1.126 \times 10^4$$

$$Д4 := Э_{\text{получ4}} \cdot 3.040 = 3.423 \times 10^4$$

$$З_{1.} := (-К_{\text{гол4}} - И_{\text{гол4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -8.903 \times 10^4$$

$$З_{2.} := (-К_{\text{гол4}} - И_{\text{гол4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -8.094 \times 10^4$$

$$З_{4.} := (-К_{\text{год4}} - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -6.689 \times 10^4$$

$$З_{5.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 2.25 \times 10^4$$

$$З_{6.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 2.045 \times 10^4$$

$$З_{7.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 1.859 \times 10^4$$

$$З_{8.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 1.69 \times 10^4$$

$$З_{9.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1.537 \times 10^4$$

$$З_{10.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 1.397 \times 10^4$$

$$З_{11.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 1.27 \times 10^4$$

$$З_{12.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 1.155 \times 10^4$$

$$З_{13.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 1.05 \times 10^4$$

$$З_{14.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 9.542 \times 10^3$$

$$З_{15.} := (Д4 - И_{\text{год4}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 8.674 \times 10^3$$

$$\begin{aligned} ЧДД := З_{1.} + З_{2.} + З_{3.} + З_{4.} + З_{5.} + З_{6.} + З_{7.} + З_{8.} \dots &= -1.497 \times 10^5 \\ &+ З_{9.} + З_{10.} + З_{11.} + З_{12.} + З_{13.} + З_{14.} + З_{15.} \end{aligned}$$