


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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина
«18» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрической сети Сковородинского района Амурской области в связи со строительством подстанции 35 кВ Линейная

Исполнитель


студент группы 542062

 04.06.2019
(подпись, дата)

Т.С. Бондарчук

Руководитель

доцент

 14.06.2019 г.
(подпись, дата)


П.П. Проценко

Консультант по

безопасности и

экологичности

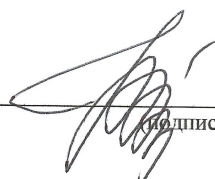
доцент, канд. техн. наук

 04.06.2019
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

 17.06.2019
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бондарук

Матвеев Сергей

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция электрической сети Сковородинского района Амурской области в связи со строительством подстанции 35кВ линейная
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по пред-
дипломной практике, единая схема Амурской области

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

Климатические и географические характеристики района, анализ и расчет
установившихся режимов, реконструкция подстанции


5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежей - 6 ;

таблиц - 49 ; программные продукты - 6


6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности

А.Б. Буцаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Арошенко Л.Л., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019г.


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 144 с., 3 рисунка, 49 таблиц, 25 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В основной части выпускной квалификационной работы рассчитаны и спрогнозированы нагрузки, указаны недостатки существующей сети после подключения ПС Линейная, представлен путь реконструкции электрических сетей напряжением 35 кВ на ПС Невер. Были рассчитаны режимы сети до и после реконструкции, токи КЗ с последующим выбором оборудования. Выполнен расчет заземления и молниезащиты реконструируемой ПС Невер, микропроцессорной релейной защиты трансформаторов на ПС Невер, произведен расчет безопасности и экологичности проекта.

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

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы приложения: Microsoft Office Word 2007 г., Microsoft Office Visio 2007 г, Microsoft Office Excel 2007 г., MathType 6.0 Equation, а также программно-вычислительные комплексы RastrWin 3 и Mathcad 15.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатическая и географическая характеристика района	9
1.1 Характеристика района	9
1.2 Характеристика энергосистемы амурской области	12
1.3 Анализ существующей электрической сети Западного энергорайона ЭС Амурской области	12
1.4 Общая характеристика выбранного участка электрической сети	14
1.5 Необходимость реконструкции выбранного участка сети	15
2 Анализ установившихся режимов электрической сети	17
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	17
2.2 Расчет и анализ установившихся режимов	20
2.3 Проверка оборудования в нормальном и послеаварийном режимах	40
3 Реконструкция подстанции Невер 35/10 кВ	48
3.1 Расчет токов короткого замыкания	48
3.2 Выбор и проверка электрических аппаратов	49
3.2.1 Выбор и проверка выключателей	49
3.2.2 Выбор и проверка разъединителей	54
3.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	55
3.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
3.2.5 Выбор и проверка жестких шин	65
3.2.6 Выбор и проверка гибких шин	67
3.2.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	69
3.2.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	71
3.2.9 Выбор ячеек КРУ	76

3.2.10	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	77
3.2.11	Выбор аккумуляторных батарей	78
3.2.12	Выбор высокочастотных заградителей	82
3.2.13	Выбор предохранителей	83
4	Защита оборудования и персонала от грозовых перенапряжений	86
4.1	Грозоупорность воздушной линии электропередачи 35 кВ «Невер - Линейная»	86
4.2	Расчет заземления подстанции Невер	97
4.3	Расчет молниезащиты подстанции Невер	97
5	Релейная защита и автоматика	107
5.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики	107
5.2	Релейная защита силового трансформатора на ПС Невер	109
5.2.1	Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора	109
5.2.2	Максимальная токовая защита трансформатора	112
5.2.3	Защита от перегрузки	115
5.2.4	Газовая защита трансформатора	116
5.3	Автоматика на ПС Невер	116
6	Экономический расчет	118
6.1	Устанавливаемое оборудование	118
6.2	Капитальные вложения	118
6.3	Расчет амортизационных отчислений	122
6.4	Расчет эксплуатационных затрат	123
6.4	Определение себестоимости и ЧДД	126
7	Безопасность и экологичность	129
7.1	Безопасность	129

7.2 Экологичность	131
7.2.1 Расчет шумового воздействия ПС Невер	131
7.3 Чрезвычайная ситуация	135
Заключение	140
Библиографический список	142
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов и выбор силового оборудования	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0	150
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Невер	185
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Экономический расчет реконструируемой сети	189

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВЭР – восточный энергорайон;

ГОСТ – государственный стандарт;

ЗЭР – западный энергорайон;

КЗ – короткое замыкания;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

ЛЭП – линия электропередач;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – одна из ключевых отраслей народного хозяйства. Она неразрывно связана со всеми секторами хозяйства, дефицит мощности приводит к остановке социально-экономического развития. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей – основа развития экономики страны и неотъемлемый фактор обеспечения цивилизованных условий жизни всех ее граждан.

Основным фактором, определяющим развитие сетей и экономические показатели деятельности распределительной сетевой компании или сетевого предприятия, является реконструкция и техническое перевооружение электрических сетей. Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающим экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения электроэнергии в соответствии с требованиями потребителей.

Электрические сети должны обеспечивать:

- нормативные уровни надежности электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей, как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы сети;

- нормированное качество отпускаемой электрической энергии;

- минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание;

адаптацию к возможному росту нагрузок и поэтапной комплексной автоматизации.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Характеристика района

Амурская область (Приамурье) – один из субъектов Российской Федерации, расположенный на юго-востоке страны. Приамурье входит в состав Дальневосточного федерального округа. Область граничит с Республикой Саха (Якутия) на севере, Хабаровским краем на востоке, Еврейской автономной областью (ЕАО) на юго-востоке, Китайской Народной Республикой (КНР) на юге, Забайкальским краем на западе.

Административный центр области находится в городе Благовещенске.



Рисунок 1 – Географическое расположение Амурской области

Приамурье занимает территорию площадью 361 908 км² — 6-е место среди субъектов Дальневосточного Федерального округа и 13-е место среди субъектов Российской Федерации.

Климатические условия меняются при движении с северо-запада климат резко континентальный к юго-востоку – муссонный. Формирование

такого переходного климата вызвано взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и ряда других географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние рельефа, растительности, водных объектов.

Зима в области — продолжительная, суровая, преобладает ясная и морозная погода. На севере области средняя январская температура понижается до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. В межгорных впадинах до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. К югу области температуры повышаются, так на юге температура достигает от $-28\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления. Ближе к весне происходит смена зимнего муссона на летний: вместо северо-западных всё чаще дуют ветры южного направления. Лето на юге области тёплое от $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $21\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до $16\text{—}17\text{ }^{\circ}\text{C}$. В районах более горных рельефов температура с высотой достигает $12\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать $38\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на юге до $41\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина может достигать до 1000 мм . В районах, близлежащих к реке Амур и по нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 \% годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Относительная влажность около 75% . Район по гололеду и скорости ветра — II. Скорость ветра — 25 м/с , по скоростному напору ветра Амурская область имеет III район. Нормативная толщина стенки гололёда, для высоты 10 м равна 15 мм . В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты

до 2,5-3 м, максимально около 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней, и северной частях - островная многолетняя мерзлота, максимально 70-80 м.

Территория Сковородинского района находится на северо-западе Амурской области. На западе граничит с Читинской областью, на севере – с Тындинским районом, на востоке с Магдагачинским районом, южная граница проходит по реке Амур, сопредельная сторона Китай Районный центр – город Сковородино.

На территории района располагается комплексный Урушинский заказник, памятник природы – Игнашинский минеральный источник.

По территории района пролегает слой вечной мерзлоты. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и морозная с устойчивым снежным покровом. Слой снега достигает 15 – 20 см. Зимой температура опускается до -55° С, а летом поднимается до $+38^{\circ}$ С. Средняя влажность 54%. В Сковородино средняя температура воздуха $-4,5^{\circ}$ С [17].

Каждый район характеризуется своим климатом и исходящими из этого условиями и показателями. Все необходимые характеристики района представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, С	-50
Высшая температура воздуха, С ^о	41

1.2 Характеристика энергосистемы амурской области

Энергосистема (ЭС) Амурской области находится в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (ВЛ 220 кВ, 2 КВЛ 220 кВ, ВЛ 35 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ).

В состав ЭС Амурской области входят 5 электростанций, общей установленной мощностью 4166 МВт, в том числе 3 гидростанции - 3660 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт: Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт; Нижне-Бурейская ГЭС с установленной мощностью 320 МВт. Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 404 МВт, Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт.

В состав ЭС Амурской области входят сети напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», 110 – 35 кВ и 10-0,4 кВ АО «ДРСК» и 12-ти других сетевых организаций.

1.3 Анализ существующей электрической сети Западного энергорайона ЭС Амурской области

Западный энергорайон ЭС (ЗЭР ЭС) Амурской области включает в себя основные энергообъекты:

ПС 220 кВ Тында, ПС 220 кВ Сковородино, ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т.

В ЗЭР ЭС Амурской области отсутствует источник генерации. Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, расположенных в Южно-Якутском энергорайоне и электростанций, расположенных в Восточном энергорайоне ЭС (ВЭР ЭС) Амурской области.

Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ в ЗЭР ЭС Амурской области осуществляется по двум ЛЭП: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС –Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19 и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19,

образующими контролируемое сечение «Южная Якутия-Амурэнерго», и ограничивается, в зависимости от состава оборудования на Нерюнгринской ГРЭС и схемы сети, пропускной способностью элементов сети, входящих в данное сечение.

Выдача мощности из ВЭР ЭС Амурской области в ЗЭР ЭС Амурской области осуществляется по трем ЛЭП: ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т, образующими контролируемое сечение «ОЭС-Запад Амурэнерго», и ограничивается, в зависимости от состава оборудования на Нерюнгринской ГРЭС и схемы сети, пропускной способностью элементов сети, входящих в данное сечение, нормативными коэффициентами запаса по статической устойчивости.

Основным потребителем ЗЭР ЭС Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 50 % от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также к крупным потребителям электроэнергии, расположенным в ЗЭР ЭС Амурской области относятся предприятия добывающей промышленности: Березитовый рудник – 3 категория надежности и объекты трубопроводного транспорта (НПС-20, НПС-21) – 1 категория надежности. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленный.

Через ЗЭР ЭС Амурской области проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона. ЗЭР ЭС Амурской области граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка, ВЛ 220 кВ Аячи/т – Амазар).

ЗЭР ЭС Амурской области граничит с Южно-Якутский энергорайоном (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС

НПС-19, ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2, ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёмка) [22].

1.4 Общая характеристика выбранного участка электрической сети

В качестве источника питания (за базу) принята ПС Сковородино.

Выбранный участок сети имеет 5 уровней напряжения: 220, 110, 35, 10, 6 кВ.

Общее количество подстанций: 7 (ПС-220 кВ – 1 шт, ПС-35 кВ – 6 шт)

ПС-220 кВ

1. ПС Сковородино – проходная (ОРУ-220 – две рабочие и обходная система шин, ОРУ – 110 – две рабочие и обходная система шин с 10 выключателями, ОРУ-35, ЗРУ-10)

ПС-35 кВ

1. Невер – проходная (ТМ-1600/35/6, ТМ-2500/35/6, ОРУ-35, ЗРУ-6, схема РУ – 35-9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин)

2. ПС Линейная – тупиковая (ТМ-4000/35/10, ТМН-4000/35/10, ЗРУ-35 кВ, ЗРУ-10 кВ, схема РУ – нетиповая схема, с одной не секционированной системой шин, с выключателями в цепях трансформаторов.)

3. ПС Промежуточная – ответвительная (ТМН-1000/35/10, тип РУ - 3Н – блок (линия-трансформатор) с выключателем)

4. ПС Соловьевск – проходная (ТМ-6300/35/6, ТМН-6300/35/6, схема РУ – 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов)

5. ПС Уркан– тупиковая (ТМ-3200/35/6, ТМ-1800/35/6, схема РУ – нетиповая схема, с одной не секционированной системой шин, с выключателями в цепях трансформаторов.).

6. ПС Инагли – тупиковая (ТМ-4000/35/6, тип РУ - 3Н – блок (линия-трансформатор) с выключателем)

На ПС Сквородино установлены два КУ:

УШР-220 (РТУ-100000/220 У1)

УШР-35 (РТУ-20000/35)

1.5 Необходимость реконструкции выбранного участка сети

ПС 35 кВ Линейная в административном плане расположена в Дальневосточном федеральном округе Амурской области Сквородинского района на юго-восточной окраине п. Невер. Строительство подстанции завершено в конце лета 2018 г.

Установленная мощность подстанции 8 МВА. Установлены трансформаторы марок ТМ-4000/35/10 и ТМН-4000/35/10.

На напряжение 35 кВ принята нетиповая схема, с одной не секционированной системой шин, с выключателями в цепях трансформаторов. Распределительное устройство на напряжение 35 кВ закрытое комплектное типа КРУН намечено укомплектовать ячейками с вакуумными выключателями выдвижного исполнения. Общее количество шкафов составляет 4 единицы.

Данная подстанция и ряд других строящихся объектов обеспечат электроэнергией линейный пункт управления (ЛПУ №4) магистрального газопровода «Сила Сибири».

Источником электроснабжения данного объекта в соответствии с техническими условиями и заданием на проектирование предусмотрена ПС 35 кВ Невер Для ее технологического подключения к ПС Невер, с которой соединена по линии АС-50/8 протяженностью 5,3 км необходима реконструкция ПС Невер.

Т.е. в результате подключения ПС Линейная необходима реконструкция ПС 35 кВ Невер: изменяется количество и расположение проектируемых линейных и шинных порталов 35 кВ относительно существующих заходов ВЛ-35 кВ Невер – Соловьевск и Сквородино – Невер. Осуществляется перезавод существующей ВЛ-35 кВ Сквородино –

Невер на проектируемую ячейку 35 кВ. Выполнен заход проектируемой одноцепной ВЛ 35 кВ Невер – Линейная для питания ПС Линейная.

Также реконструкция необходима в связи с увеличением нагрузок. Реконструкция заключается в замене оборудования на более мощное, установке КУ для необходимости регулирования напряжения.

2 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Одной из первых и основополагающих частей проекта является определение ожидаемых электрических нагрузок. Именно нагрузки определяют необходимые технические характеристики элементов электрических сетей. Правильное определение электрических нагрузок обеспечивает правильный выбор средств компенсации реактивной мощности, устройств регулирования напряжения, а также релейной защиты и автоматики электрических сетей.

Преувеличение ожидаемых нагрузок при проектировании по сравнению с реально возникающими нагрузками при эксплуатации объекта приводит к перерасходу проводников и неоправданному растрату средств, вложенных в избыточную мощность электрооборудования.

По указанным причинам ожидаемые электрические нагрузки необходимо определять при проектировании возможно точнее.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день)

Таблица 2 – Данные нагрузок на ПС

ПС	Зима			Лето		
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Невер	3,82	1,53	0,4	1,33	0,53	0,4
Соловьевск	3,1	0,8	0,25	1,14	0,28	0,25

Продолжение таблицы 2

Уркан	0,4	0,16	0,4	0,14	0,05	0,4
Инагли	4,8	0,2	0,04	1,68	0,07	0,04
Линейная	7,44	2,98	0,4	2,6	1,04	0,4
Промежуточная	0,93	0,37	0,4	0,33	0,13	0,4

Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\phi$ для напряжений 6 – 10 кВ должен быть равен не более 0,4, следовательно, компенсация реактивной мощности на подстанциях выбранной схемы сети не требуется [20].

Произведем расчет вероятностных характеристик и коэффициентов:

- средняя мощность

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum P_i \cdot t_i \quad (1)$$

- эффективная мощность

$$P_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum P_i^2 \cdot t_i} \quad (2)$$

-коэффициент максимума

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}} \quad (3)$$

-коэффициент формы

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ЭФ}}}{P_{CP}} \quad (4)$$

Таблица 3 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (зима)

ПС	P_{CP}, MBm	$P_{ЭФ}, MBm$	K_{MAX}	K_{ϕ}
Невер	2,86	3,29	1,33	1,15
Соловьевск	2,32	2,67	1,35	1,15
Уркан	0,3	0,35	1,33	1,167
Инагли	3,6	4,16	1,33	1,15
Линейная	2,79	3,22	1,33	1,154
Промежуточная	0,69	0,8	1,35	1,16

Таблица 4 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (лето)

ПС	P_{CP}, MBm	$P_{ЭФ}, MBm$	K_{MAX}	K_{ϕ}
Невер	0,56	0,842	2,36	1,54
Соловьевск	0,48	0,736	2,4	1,5
Уркан	0,06	0,09	2,33	1,5
Инагли	0,7	1,084	2,4	1,55
Линейная	0,54	0,839	2,41	1,55
Промежуточная	0,14	0,21	2,36	1,5

Задачей данного раздела является нахождение вероятностных характеристик, которые несут большую смысловую нагрузку, так как по ним можно произвести выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач, а так же выбор трансформаторов, что является неотъемлемой частью проекта. Прогнозирование необходимо для решения практически всего спектра задач текущего планирования и оперативного управления режимами функционирования электроэнергетической системы. На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии. Точность прогноза нагрузок влияет на экономичность загрузки генерирующего оборудования, и, следовательно, на стоимость электроэнергии [20].

Для прогнозирования нагрузок используют формулу сложных процентов:

$$P_{\text{ПРОГ}} = P_{\text{БАЗ}} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (5)$$

где ε – прирост нагрузки,

N – срок выполнения прогноза (6 лет).

Согласно Приказу Минэнерго России от 28.02.2019 № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы», среднегодовой прирост нагрузки за 2019 – 2025 годы для Амурской области составит – 3,68% [15].

Таблица 5 – Спрогнозированные нагрузки

ПС	Активная нагрузка, МВт (зима)			Реактивная нагрузка, МВар (зима)		
	$P_{CP}, \text{МВт}$	$P_{ЭФ}, \text{МВт}$	$P_{MAX}, \text{МВт}$	$Q_{CP}, \text{МВар}$	$Q_{ЭФ}, \text{МВар}$	$Q_{MAX}, \text{МВар}$
Невер	3,557	4,086	4,743	1,423	1,63	1,895
Соловьевск	2,88	3,315	3,849	0,738	0,852	0,993
Уркан	0,373	0,435	0,497	0,186	0,217	0,248
Инагли	4,47	5,167	5,5	0,188	0,217	0,3
Линейная	6,92	7,98	9,24	2,768	3,192	3,696
Промежу- точная	0,86	0,99	1,16	0,344	0,39	0,464
ПС	Активная нагрузка, МВт (лето)			Реактивная нагрузка, МВар (лето)		
	$P_{CP}, \text{МВт}$	$P_{ЭФ}, \text{МВт}$	$P_{MAX}, \text{МВт}$	$Q_{CP}, \text{МВар}$	$Q_{ЭФ}, \text{МВар}$	$Q_{MAX}, \text{МВар}$
Невер	0,69	1,07	1,656	0,633	0,428	0,662
Соловьевск	0,596	0,913	1,413	0,15	0,228	0,346
Уркан	0,07	0,112	0,174	0,035	0,056	0,087
Инагли	0,869	1,346	2,09	0,04	0,054	0,084
Линейная	0,67	1,042	1,61	0,268	0,417	0,644
Промежу- точная	0,174	0,26	0,41	0,09	0,129	0,2

2.2 Расчет и анализ установившихся режимов

Для анализа существующей режимной ситуации необходимо выполнить расчет режима в данном проекте для расчета режимов используется ПВК RastrWin3.

Расчет производится для участка сети, включающий в себя следующие подстанции: ПС Сковородино, ПС Невер, ПС Линейная, ПС Промежуточная, ПС Соловьевск, ПС Уркан и ПС Инагли. За базисный узел принято – шины 220 кВ ОРУ ПС Сковородино.

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

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (6)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (7)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (8)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Но так как линиях 35 кВ не учитывается реактивная проводимость, по причине малых напряжений и малых протяженностей таких линий, поэтому расчет реактивной проводимости ВЛ в данном проекте не будет осуществляться.

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (9)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (10)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (11)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – соответственно 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 следующим формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (12)$$

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

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (13)$$

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

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

Для расчета существующего режима используются значения контрольных замеров 2018 года летнего минимума и зимнего максимума, которые приведены ранее в таблице 2.

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

Таблица 6 – Параметры ЛЭП и трансформаторов до реконструкции

Тип	N_на ч	N_ко н	Название	R	X	B	Kт/г	N_а нц	БД_ан ц
Тр-р	1	11	ВН Сквородино - нейтральАТ1	1.40	104.0 0	6.0	1.000		
Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526		
Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.6 0		0.162	6	5
Тр-р	1	12	ВН Сквородино - нейтральАТ2	1.40	104.0 0	6.0	1.000		
Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526		
Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.6 0		0.162	6	5
Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ3	1.50	56.90	13.2	1.000		
Тр-р	13	6	нейтральТ3 - СНТ3	1.50			0.325		
Тр-р	13	7	нейтральТ3 - ННТ3	1.50	35.70		0.089	8	4
Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000		
Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325		
Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.089	8	4

Продолжение таблицы 6

Вык л	6	8	СНТ3 - СНТ4						
Вык л	7	9	ННТ3 - ННТ4						
ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80				
ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80				
Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.20	49.20	14.4	0.180		
Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22.4	0.180		
Вык л	15	16	НН Невер1 - НН Невер2						
ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13				
Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314		
Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.290	6	3
Вык л	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2						
ЛЭП	101	30	ВН Невер – отп.1	1.16	1.60				
ЛЭП	30	31	отп.1 – отп. 2	0.37	0.62				
ЛЭП	31	32	отп. 2 – отп. 3	0.61	1.24				
ЛЭП	32	20	отр. 3 - ВН Промежуточная	0.01	0.01				
Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.303	3	1
ЛЭП	32	22	отр. 3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68				

Продолжение таблицы 6

Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180		
Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.177	5	2
Вык л	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2						
ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00				
Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117. 5	0.180		
Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180		
Вык л	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2						
ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80				
Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180		

Отклонение уровней напряжения на шинах подстанций не должно превышать более 10% согласно нормам качества электроэнергии. Также при анализе напряжений в узлах сети нужно руководствоваться законом встречного регулирования. По закону встречного регулирования, при расчете максимального режима, напряжения на шинах ПС должны быть не менее $1,05U_{ном}$ для обеспечения большей надежности схемы при аварийном отключении одного из элементов сети. В режиме минимальных нагрузок напряжение принимается равным не менее номинального значения. В аварийных режимах, как и в максимальных, значения напряжений на шинах ПС должны быть не менее $1,05U_{ном}$. Аварийным режимом называется такой режим, при котором один из элементов отключен. Как правило, выбирают наиболее тяжелые аварийные режимы, например, отключение самого

загруженного элемента сети. Наиболее тяжелые аварийные режимы позволяют более точно и полно выявить недостатки схемы и предпринять соответствующие меры, которые позволят поддерживать уровень допустимый напряжений в сети при различных авариях в системе [20].

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

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

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

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

В данном участке проектируемой сети некоторые трансформаторы имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Достоинством РПН является возможность регулирования напряжения без отключения трансформатора, а также больший диапазон регулирования по сравнению с ПБВ. Для поддержания желаемого уровня напряжений на шинах ПС во всех рассчитанных режимах работы сети понадобилась регулировка напряжения устройствами РПН трансформаторов[6].

Также на ПС Сковородино установлены УШР. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – электромагнитные реакторы, индуктивность которых позволяет осуществить плавное регулирование с помощью системы автоматического управления, что позволяет осуществлять стабилизацию напряжения на воздушных линиях с большой зарядной мощностью.

Нагрузки и уровни напряжений в сети в максимальном и минимальном режимах до реконструкции приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Мощность нагрузок и уровни напряжений в максимальном и минимальном режимах сети до реконструкции.

Тип	Номер	Название	U_ном	В_ш, мкСм	Максимальный режим			Минимальный режим		
					dV	P _н	Q _н	dV	P _н	Q _н
База	1	ВН Сквородино	220	2000	4.55	263.6	138.9	4.55	126.3	92.4
Нагр	11	нейтральАТ1	220		0.84			0.71		
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110		6.01	28.7	1.4	5.92	12.3	0.7
Нагр	3	ННАТ1	35	16000	-4.97			1.10		
Нагр	12	нейтральАТ2	220		0.84			0.71		
Нагр	5	ННАТ2	35		2.86			4.74		
Нагр	13	нейтральТ3	110		3.37			3.08		
Нагр	6	СНТ3	35		5.30	1.0	0.2	5.14	0.5	0.1
Нагр	7	ННТ3	10		1.30			1.10		
Нагр	14	нейтральТ4	110		3.37			3.18		
Нагр	8	СНТ4	35		5.29			5.15		
Нагр	9	ННТ4	10		1.30			1.09		
Нагр	10	ВН Невер	35		3.04			4.17		
Нагр	101	ВН Невер	35		3.04			4.17		
Нагр	15	НН Невер1	6		4.34	1.5	0.6	8.19	0.5	0.2
Нагр	16	НН Невер2	6		4.34	2.3	0.9	8.19	0.8	0.3
Нагр	17	ВН Линейная	35		0.20			2.77		
Нагр	18	НН Линейная1	10		1.38	3.7	1.5	0.45	1.3	0.5
Нагр	19	НН Линейная2	10		1.38	3.7	1.5	0.45	1.3	0.5
Нагр	20	ВН Промежуточная	35		0.35			3.13		
Нагр	21	НН Промежуточная	10		3.97	0.9	0.4	3.92	0.3	0.1
Нагр	22	ВН Соловьевск	35		-5.78			0.45		
Нагр	23	НН Соловьевск1	6		-2.78	2.4	0.6	-1.83	0.8	0.2
Нагр	24	НН Соловьевск2	6		-2.78	0.7	0.2	-1.83	0.3	0.1
Нагр	25	ВН Уркан	35		-6.06			0.28		
Нагр	26	НН Уркан1	6		-1.69	0.2	0.1	5.17	0.1	0.0
Нагр	27	НН Уркан2	6		-1.94	0.2	0.1	5.07	0.1	0.0
Нагр	28	ВН Инагли	35		-7.67			-0.12		
Нагр	29	НН Инагли	6		-5.24	4.8	0.2	4.30	1.7	0.1
Нагр	30	отп. 1	35		1.66			3.65		

Продолжение таблицы 7

Нагр	31	отп. 2	35		1.18		3.46		
Нагр	32	отп. 3	35		0.35		3.14		

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

Для определения недостатков и уязвимых мест сети необходимо рассчитать режим аварийного отключения одного из элементов сети. В качестве такого элемента в данном проекте принята самая загруженная линия электропередачи.

Вкладка в ПВК RastrWin 3.0 «Токовая нагрузка ЛЭП» позволяет определить самую загруженную ЛЭП в сети. Загрузка линий электропередачи в выбранном участке сети представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП максимального режима.

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/длит. доп, %
8	10	СНТ4 - ВН Невер	189	189	450.0	41.9
8	101	СНТ4 - ВН Невер	189	189	450.0	41.9
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	139	139	210.0	66.3
101	30	ВН Невер – отп.1	170	170	310.0	54.9
30	31	отп.1- отп.2	170	170	390.0	43.6
31	32	отп.2 - отп.3	170	170	450.0	37.8
32	20	отп.3 - ВН Промежуточная	17	17	450.0	3.8
32	22	отп.3 - ВН Соловьевск	153	153	450.0	34.0
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	10	10	265.0	3.8
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	88	88	265.0	33.2

На основании полученных данных можно сделать вывод, что самой загруженной ЛЭП является линия ВН Невер - ВН Линейная.

Для моделирования аварийного режима необходимо отключить самую загруженную линию. Так как самой загруженной является линия ВН Невер - ВН Линейная, следовательно, в качестве аварийного режима на данном участке сети будет рассматриваться режим при отключении этой линии.

Уровни напряжений сети при отключении самой загруженной линии представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Уровни напряжений в аварийном режиме

Тип	Номер	Название	Уном	V	dV	Угол Delta
База	1	ВН Сквородино	220	230.00	4.55	
Нагр	11	нейтральАТ1	220	223.29	1.50	-2.49
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110	117.38	6.71	-2.50
Нагр	3	ННАТ1	35	33.48	-4.36	-2.43
Нагр	12	нейтральАТ2	220	223.30	1.50	-2.52
Нагр	5	ННАТ2	35	36.23	3.53	-2.52
Нагр	13	нейтральТ3	110	115.84	5.31	-4.24
Нагр	6	СНТ3	35	37.56	7.33	-4.22
Нагр	7	ННТ3	10	10.32	3.20	-4.24
Нагр	14	нейтральТ4	110	115.84	5.31	-4.24
Нагр	8	СНТ4	35	37.56	7.33	-4.22
Нагр	9	ННТ4	10	10.32	3.20	-4.24
Нагр	10	ВН Невер	35	37.11	6.02	-4.85
Нагр	101	ВН Невер	35	37.11	6.02	-4.85
Нагр	15	НН Невер1	6	6.46	7.62	-7.79
Нагр	16	НН Невер2	6	6.46	7.62	-7.79
Нагр	17	ВН Линейная	35			-7.27
Нагр	18	НН Линейная1	10			-11.23
Нагр	19	НН Линейная2	10			-11.23
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	36.21	3.46	-5.96
Нагр	21	НН Промежуточная	10	10.74	7.35	-7.88

Продолжение таблицы 9

Нагр	22	ВН Соловьевск	35	34.16	-2.40	-9.60
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	6.05	0.76	-10.68
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	6.05	0.76	-10.68
Нагр	25	ВН Уркан	35	34.06	-2.68	-9.59
Нагр	26	НН Уркан1	6	6.11	1.87	-9.84
Нагр	27	НН Уркан2	6	6.10	1.64	-9.98
Нагр	28	ВН Инагли	35	33.53	-4.20	-10.38
Нагр	29	НН Инагли	6	5.91	-1.47	-16.08
Нагр	30	отп.1	35	36.65	4.70	-5.34
Нагр	31	отп.2	35	36.49	4.25	-5.54
Нагр	32	отп.3	35	36.21	3.46	-5.96

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

При аварийных режимах токовая нагрузка ЛЭП может увеличиться до недопустимых значений, следовательно необходимо выполнить проверку соответствия нагрузки ЛЭП длительно допустимому току протекания по линии.

Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Токовая нагрузка ЛЭП аварийного режима

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	I/I _{длит. доп.} , %
8	10	СНТ4 - ВН Невер	114	114	450.0	25.4
8	101	СНТ4 - ВН Невер	114	114	450.0	25.4
10	17	ВН Невер - ВН Линейная			210.0	
101	30	ВН Невер - отп.1	162	162	310.0	52.3
30	31	отп.1- отп.2	162	162	390.0	41.6

Продолжение таблицы 10

31	32	отп.2- отп.3	162	162	450.0	36.0
32	20	отп.3- ВН Промежуточная	17	17	450.0	3,7
32	22	отп.3- ВН Соловьевск	147	147	450.0	32.7
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	10	10	265.0	3.7
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	84	84	265.0	31,8

На основании полученных данных можно сделать вывод: токовая загрузка линий электропередачи не превышает 100%, что свидетельствует о допустимой загрузке ЛЭП.

График аварийного режима представлен на рисунке 2.

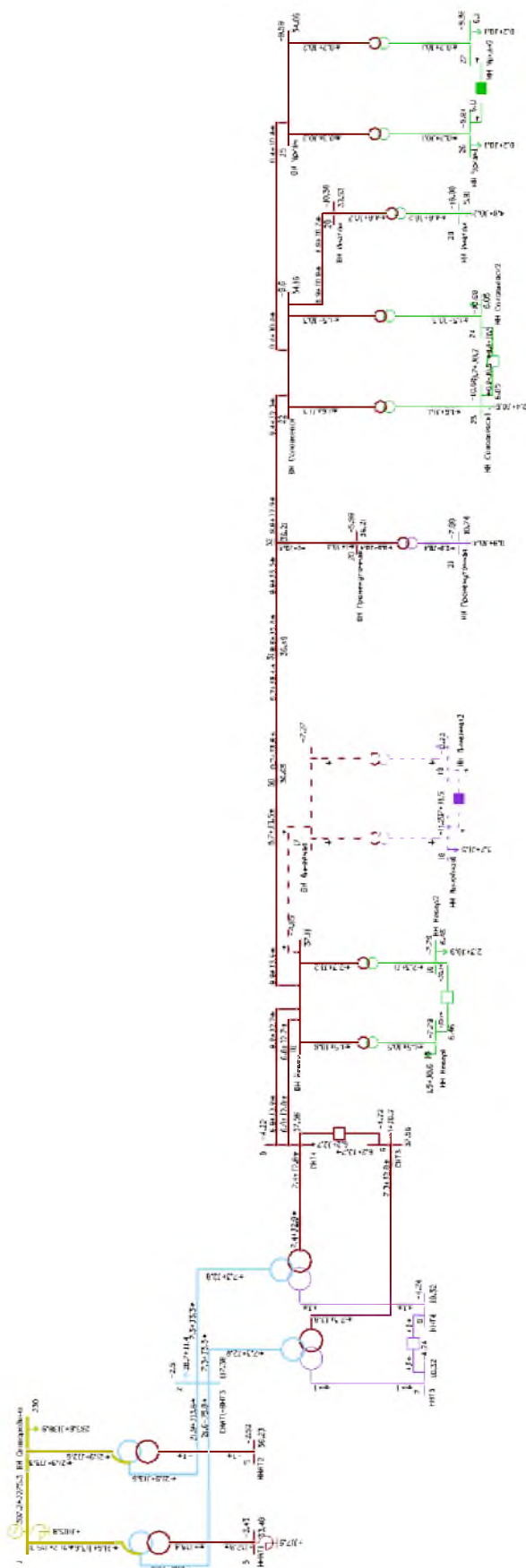


Рисунок 2 – Графика аварийного режима

Мощности нагрузок и уровни напряжений сети с учетом прогнозной нагрузки сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Мощность нагрузок и уровни напряжений сети с учетом прогнозной нагрузки

Тип	Номер	Название	U_ном	В_ш, мкСм	Максимальный режим			Минимальный режим		
					dV	P _н	Q _н	dV	P _н	Q _н
База	1	ВН Сквородино	220	2000	4.55	327.4	172.5	4.55	156.9	114.8
Нагр	11	нейтральАТ1	220		2.31			0.60		
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110		7.53	35.6	1.7	5.79	15.3	0.9
Нагр	3	ННАТ1	35	16000	2.31			0.98		
Нагр	12	нейтральАТ2	220		2.31			0.60		
Нагр	5	ННАТ2	35		2.31			4.63		
Нагр	13	нейтральТ3	110		3.99			2.79		
Нагр	6	СНТ3	35		5.90	1.2	0.2	4.83	0.6	0.1
Нагр	7	ННТ3	10		6.07			0.82		
Нагр	14	нейтральТ4	110		3.99			2.89		
Нагр	8	СНТ4	35		5.90			4.84		
Нагр	9	ННТ4	10		6.07			0.80		
Нагр	10	ВН Невер	35		2.98			3.75		
Нагр	101	ВН Невер	35		2.98			3.75		
Нагр	15	НН Невер1	6		3.22	1.9	0.7	7.37	0.6	0.3
Нагр	16	НН Невер2	6		3.22	2.9	1.2	7.37	1.0	0.4
Нагр	17	ВН Линейная	35		-0.50			2.38		
Нагр	18	НН Линейная1	10		1.22	4.6	1.8	0.52	1.6	0.6
Нагр	19	НН Линейная2	10		1.22	4.6	1.8	0.52	1.6	0.6
Нагр	20	ВН Промежуточная	35		-0.64			2.41		
Нагр	21	НН Промежуточная	10		-0.85	1.2	0.5	2.83	0.4	0.2
Нагр	22	ВН Соловьевск	35		-8.93			-0.83		
Нагр	23	НН Соловьевск1	6		-4.20	2.9	0.7	-3.13	1.0	0.3
Нагр	24	НН Соловьевск2	6		-4.20	0.8	0.3	-3.13	0.4	0.1
Нагр	25	ВН Уркан	35		-9.58			-1.08		
Нагр	26	НН Уркан1	6		-6.05	0.5	0.3	3.60	0.2	0.1
Нагр	27	НН Уркан2	6		-6.80	0.5	0.3	3.39	0.2	0.1

Продолжение таблицы 11

Нагр	28	ВН Инагли	35		-9.79			-1.56		
Нагр	29	НН Инагли	6		- 11,27	5.5	0.3	2.63	2.1	0.1
Нагр	30	отп. 1	35		1.13			3.07		
Нагр	31	отп. 2	35		0.49			2.83		
Нагр	32	отп. 3	35		-0.64			2.41		

Отклонение напряжения в узле НН Инагли составило 11,27%, что превышает допустимое отклонение. Так как на ПС Инагли установлен трансформатор без РПН, то для регулирования напряжения установим КУ. В качестве компенсирующего устройства примем БСК-6-2,7 УХЛ 1 с номинальной мощностью 2,7 МВАр.

Мощность нагрузок и уровни напряжений с учетом прогнозной нагрузки и с учетом компенсирующего устройства приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Мощность нагрузок и уровни напряжений сети с учетом прогнозной нагрузки

Тип	Номер	Название	U_ном	В_ш, мкСм	Максимальный режим			Минимальный режим		
					dV	Pн	Qн	dV	Pн	Qн
База	1	ВН Сквородино	220	2000	4.55	327.4	172.5	4.55	156.9	114.8
Нагр	11	нейтральАТ1	220		0.66			0.60		
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110		5.8	35.6	1.7	5.79	15.3	0.9
Нагр	3	ННАТ1	35	16000	-6.72			0.98		
Нагр	12	нейтральАТ2	220		0.66			0.60		
Нагр	5	ННАТ2	35		0.66			4.63		
Нагр	13	нейтральТ3	110		2.95			2.79		
Нагр	6	СНТ3	35		4.83	1.2	0.2	4.83	0.6	0.1
Нагр	7	ННТ3	10		5.01			0.82		
Нагр	14	нейтральТ4	110		2.95			2.89		
Нагр	8	СНТ4	35		4.83			4.84		
Нагр	9	ННТ4	10		5.01			0.80		
Нагр	10	ВН Невер	35		4.84			3.75		

Продолжение таблицы 12

Нагр	101	ВН Невер	35		4.84			3.75		
Нагр	15	НН Невер1	6		4.84	1.9	0.7	7.37	0.6	0.3
Нагр	16	НН Невер2	6		-1.34	2.9	1.2	7.37	1.0	0.4
Нагр	17	ВН Линейная	35		0.23			2.38		
Нагр	18	НН Линейная1	10		0.23	4.6	1.8	0.52	1.6	0.6
Нагр	19	НН Линейная2	10		-0.53	4.6	1.8	0.52	1.6	0.6
Нагр	20	ВН Промежуточная	35		-0.73			2.41		
Нагр	21	НН Промежуточная	10		-6.07	1.2	0.5	2.83	0.4	0.2
Нагр	22	ВН Соловьевск	35		-1.11			-0.83		
Нагр	23	НН Соловьевск1	6		-1.11	2.9	0.7	-3.13	1.0	0.3
Нагр	24	НН Соловьевск2	6		-6.71	0.8	0.3	-3.13	0.4	0.1
Нагр	25	ВН Уркан	35		-3			-1.08		
Нагр	26	НН Уркан1	6		-3.72	0.5	0.3	3.60	0.2	0.1
Нагр	27	НН Уркан2	6		-7.4	0.5	0.3	3.39	0.2	0.1
Нагр	28	ВН Инагли	35		0.21			-1.56		
Нагр	29	НН Инагли	6	- 75000	0.78	5.5	0.3	2.63	2.1	0.1
Нагр	30	отп. 1	35		0.3			3.07		
Нагр	31	отп. 2	35		-0.52			2.83		
Нагр	32	отп. 3	35		4.84			2.41		

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

Загрузка ЛЭП с учетом прогнозной нагрузки представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП максимального режима с учетом прогнозной нагрузки

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимый ток, А	И/Длит. доп, %
8	10	СНТ4 - ВН Невер	189	189	450.0	51,2

Продолжение таблицы 13

8	101	СНТ4 - ВН Невер	189	189	450.0	51.2
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	139	139	210.0	83.4
101	30	ВН Невер – отп. 1	170	170	310.0	65.8
30	31	отп. 1 – отп. 2	170	170	390.0	52.3
31	32	отп. 2- отп. 3	170	170	450.0	45.4
32	20	отп. 3- ВН Промежуточная	17	17	450.0	5
32	22	отп. 3- ВН Соловьевск	153	153	450.0	40.6
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	10	10	265.0	8.7
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	88	88	265.0	38.9

На основании полученных данных можно сделать вывод: токовая нагрузка линий электропередачи не превышает 100%, что свидетельствует о допустимой нагрузке ЛЭП. Самой загруженной ЛЭП является линия ВН Невер - ВН Линейная. Следовательно, в качестве аварийного режима для данной сети будет рассматриваться режим при отключении линии ВН Невер - ВН Линейная.

Уровни напряжений сети при аварийном режиме представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Уровни напряжений при аварийном режиме

Тип	Номер	Название	Uном	V	dV	Угол Delta
База	1	ВН Сквородино	220	230	4.55	
Нагр	11	нейтральАТ1	220	223.47	1.58	-3.1
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110	117.46	6.78	-3.11
Нагр	3	ННАТ1	35	32.94	-5.88	-3.04
Нагр	12	нейтральАТ2	220	223.47	1.58	-3.13
Нагр	5	ННАТ2	35	35.55	1.58	-3.13

Продолжение таблицы 14

Нагр	13	нейтральТ3	110	116.16	5.6	-5.26
Нагр	6	СНТ3	35	37.66	7.6	-5.24
Нагр	7	ННТ3	10	10.77	7.71	-5.26
Нагр	14	нейтральТ4	110	116.15	5.6	-5.26
Нагр	8	СНТ4	35	37.66	7.6	-5.24
Нагр	9	ННТ4	10	10.77	7.71	-5.26
Нагр	10	ВН Невер	35	37.18	6.24	-6.09
Нагр	101	ВН Невер	35	37.18	6.24	-6.09
Нагр	15	НН Невер1	6	6.55	9.19	-8.3
Нагр	16	НН Невер2	6	6.55	9.19	-8.3
Нагр	17	ВН Линейная	35			-9.21
Нагр	18	НН Линейная1	10			-14.33
Нагр	19	НН Линейная2	10			-14.33
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	36.3	3.72	-7.68
Нагр	21	НН Промежуточная	10	10.38	3.8	-10.15
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	34.54	-1.31	-12.7
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	6.24	3.92	-13.96
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	6.24	3.93	-13.96
Нагр	25	ВН Уркан	35	34.33	-1.92	-12.73
Нагр	26	НН Уркан1	6	6.12	2.08	-13.32
Нагр	27	НН Уркан2	6	6.08	1.39	-13.68
Нагр	28	ВН Инагли	35	34.14	-2.46	-14.09
Нагр	29	НН Инагли	6	6.36	5.93	-20.39
Нагр	30	отп. 1	35	36.72	4.91	-6.81
Нагр	31	отп. 2	35	36.56	4.47	-7.09
Нагр	32	отп. 3	35	36.3	3.72	-7.68

Отклонение напряжения в узлах сети соответствуют нормам качества электроэнергии.

Произведем проверку загрузки линий по току в послеаварийном режиме. Значения токов, протекающих по ЛЭП, а также их загрузка представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Токовая загрузка ЛЭП при аварийном режиме.

Узел начала	Узел конца	Название	Ток начала, А	Ток конца, А	Длительно допустимы й ток, А	И/Длит.доп, %
8	10	СНТ4 - ВН Невер	189	189	450.0	30.1
8	101	СНТ4 - ВН Невер	189	189	450.0	30.1
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	139	139	210.0	
101	30	ВН Невер – отп.1	170	170	310.0	61.7
30	31	отп.1- отп.2	170	170	390.0	49
31	32	отп.2 - отп.3	170	170	450.0	42.4
32	20	отп.3 - ВН Промежуточная	17	17	450.0	4.9
32	22	отп.3 - ВН Соловьевск	153	153	450.0	38.5
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	10	10	265.0	8.3
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	88	88	265.0	37.6

Для наглядного сравнения сведем в одну таблицу уровни напряжения максимального, минимального и аварийного режимов, которые представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Уровни напряжения максимального, минимального и аварийного режимов.

Тип	Номер	Название	Уно м	Макс. режим		Мин. режим		Авар. режим	
				dV	V	dV	V	dV	V
База	1	ВН Сковородино	220	4.55	230	4.55	230	4.55	230
Нагр	11	нейтральАТ1	220	0.66	221.4 6	0.60	221,3	1.58	223.4 7
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110	5.8	116.3 8	5.79	116,3 7	6.78	117.4 6
Нагр	3	ННАТ1	35	- 6.72	32.65	0.98	35,3	-5.88	32.94
Нагр	12	нейтральАТ2	220	0.66	221.4 6	0.60	221,3	1.58	223.4 7

Продолжение таблицы 16

Нагр	5	ННАТ2	35	4.63	36,62	4.63	36,6	1,58	35,55
Нагр	13	нейтральТ3	110	2.79	113,07	2.79	113,07	5,6	116,16
Нагр	6	СНТ3	35	4.83	36,7	4.83	36,7	7,6	37,66
Нагр	7	ННТ3	10	5.01	10.5	0.82	10,08	7.71	10.77
Нагр	14	нейтральТ4	110	2.95	113.24	2.89	113,18	5.6	116.15
Нагр	8	СНТ4	35	4.83	36.69	4.84	36,69	7.6	37.66
Нагр	9	ННТ4	10	5.01	10.5	0.80	10,08	7.71	10.77
Нагр	10	ВН Невер	35	2.24	35.78	3.75	36,31	6.24	37.18
Нагр	101	ВН Невер	35	2.24	35.78	3.75	36,31	6.24	37.18
Нагр	15	НН Невер1	6	4.84	6.29	7.37	6,44	9.19	6.55
Нагр	16	НН Невер2	6	4.84	6.29	7.37	6,44	9.19	6.55
Нагр	17	ВН Линейная	35	- 1.34	34.53	2.38	35,83		
Нагр	18	НН Линейная1	10	0.23	10.02	0.52	10,05		
Нагр	19	НН Линейная2	10	0.23	10.02	0.52	10,05		
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	- 0.53	34.82	2.41	35,84	3.72	36.3
Нагр	21	НН Промежуточная	10	- 0.73	9.93	2.83	10,28	3.8	10.38
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	- 6.07	32.87	- 0.83	34,7	-1.31	34.54
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	- 1.11	5.93	- 3.13	5,81	3.92	6.24
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	- 1.11	5.93	- 3.13	5,81	3.93	6.24
Нагр	25	ВН Уркан	35	- 6.71	32.65	- 1.08	34,62	-1.92	34.33
Нагр	26	НН Уркан1	6	-3	5.82	3.60	6,22	2.08	6.12
Нагр	27	НН Уркан2	6	- 3.72	5.78	3.39	6,2	1.39	6.08
Нагр	28	ВН Инагли	35	-7.4	32.41	- 1.56	34,45	-2.46	34.14
Нагр	29	НН Инагли	6	0.21	6.01	2.63	6,15	5.93	6.36
Нагр	30	отп. 1	35	0.78	35.27	3.07	36,07	4.91	36.72
Нагр	31	отп. 2	35	0.3	35.1	2.83	35,99	4.47	36.56
Нагр	32	отп. 3	35	- 0.52	34.82	2.41	35,84	3.72	36.3

Для дальнейшего выбора или проверки оборудования (трансформаторы, ЛЭП) необходимо знать потоки активной и реактивной

нескомпенсированной мощности, протекающей по линиям. Эти данные берем из рассчитанного режима в ПВК RastrWin 3.0 из вкладки «Ветви».

Таблица 17 – Потоки активной и реактивной нескомпенсированной мощности

Узел начала	Узел конца	Название	Рн, МВт	Qн, Мвар	Рк, МВт	Qк, Мвар
8	10	СН Т4 Совородино – ВН Невер	13,7	6,8	13,4	6,4
8	101	СН Т4 Совородино – ВН Невер	13,7	6,8	13,4	6,4
10	17	ВН Невер – ВН Линейная	9,6	4,9	9,3	4,6
101	30	ВН Невер – отп.1	12,4	5,5	12,2	5,3
30	31	отп.1 – отп. 2	12,2	5,3	12,1	5,2
31	32	отп. 2 – отп. 3	12,1	5,2	12	5,1
32	22	отп. 3 – ВН Соловьевск	11	4,5	10,4	3,3
22	28	ВН Соловьевск – ВН Инагли	5,7	1,2	5,6	1,1
22	25	ВН Соловьевск – ВН Уркан	1	0,8	1	0,8

2.3 Проверка оборудования в нормальном и послеаварийном режимах

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

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном зимнем режиме определяется по формуле:

$$K_3^{\text{норм(зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТР ном}}}, \quad (14)$$

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

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

n – количество трансформаторов.

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

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

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

$$K_3^{\text{ном(зима)}} = \frac{\sqrt{2,79^2 + 3,9^2}}{2 \cdot 4} = 0,6 \quad (15)$$

Расчет коэффициента загрузки трансформаторов для других ПС аналогичен.

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

$$K_3^{\text{авар(зима)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср(зима)}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТР ном}}}, \quad (16)$$

$$K_3^{\text{авар(зима)}} = \frac{\sqrt{2,79^2 + 3,9^2}}{4} = 1,2.$$

Расчет коэффициента загрузки трансформаторов при аварийном отключении одного из них для других ПС аналогичен. Сведем результаты расчета в таблицу 18.

Таблица 18 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

Подстанция	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в аварийном режиме
Невер	0,97	2,4

Линейная	0,6	1,2
Промежуточная	0,4	-
Инагли	0,5	-
Уркан	0,08	0,2
Соловьевск	0,34	0,4

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов выявил следующие недостатки выбранной электрической сети:

- недопустимая нагрузка трансформаторов на ПС Невер при нормальном режиме и аварийном отключении одного из трансформаторов;
- неполное использование трансформаторной мощности на ПС Промежуточная, ПС Уркан и ПС Соловьевск, приводящее к повышению потерь мощности в трансформаторах.

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

Для ПС Невер выбираем 2 двухобмоточных трансформатора с масляным охлаждением марки ТМН-3200/35/10.

Коэффициенты загрузки трансформаторов при нормальном и аварийном режимах соответственно равны:

$$K_3^{\text{норм(зима)}} = \frac{\sqrt{2,79^2 + 3,9^2}}{2 \cdot 3,2} = 0,5,$$

$$K_3^{\text{норм(зима)}} = \frac{\sqrt{2,79^2 + 3,9^2}}{3,2} = 1,01.$$

Трансформатор ТМ-3200/35 имеет допустимые значения коэффициентов загрузки, а значит может быть принят к установке.

Параметры линий электропередачи и трансформаторов с учетом смены трансформатора на ПС Невер представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры ЛЭП и трансформаторов после реконструкции

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан ц	БД_анц
Тр-р	1	11	ВН Сковородино - нейтральАТ1	1.40	104.00	6.0	1.000		
Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526		
Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.60		0.159	7	5
Тр-р	1	12	ВН Сковородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000		
Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526		
Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.159	7	5
Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ3	1.50	56.90	13.2	1.000		
Тр-р	13	6	нейтральТ3 - СНТ3	1.50			0.325		
Тр-р	13	7	нейтральТ3 - ННТ3	1.50	35.70		0.093	6	4
Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000		
Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325		
Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.093	6	4
Выкл	6	8	СНТ3 - СНТ4						
Выкл	7	9	ННТ3 - ННТ4						
ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80				
ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80				
Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	2.60	23.00	32.6	0,314		
Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	2.60	23.00	32.6	0.314		

Продолжение таблицы 19

Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2						
ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13				
Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314		
Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.299	4	3
Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2						
ЛЭП	101	30	ВН Невер – отп. 1	1.16	1.60				
ЛЭП	30	31	отп. 1 - отп. 2	0.37	0.62				
ЛЭП	31	32	отп. 2- отп. 3	0.61	1.24				
ЛЭП	32	20	отп. 3- ВН Промежуточная	0.01	0.01				
Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.294	5	1
ЛЭП	32	22	отп. 3- ВН Соловьевск	5.21	10.68				
Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180		
Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.184	2	2
Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2						
ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00				
Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117. 5	0.180		
Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180		
Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2						

Продолжение таблицы 19

Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180		
Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2						
ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80				
Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180		

Уровни напряжений выбранного участка сети представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Уровни напряжений при максимальном, минимальном и аварийном режимах после реконструкции

Тип	Номер	Название	U_ном	В_ш, мкСм	Максимальный режим			Минимальный режим		
					dV	P _н	Q _н	dV	P _н	Q _н
База	1	ВН Сквородино	220	2000	4.55	327.4	172.5	dV	156.9	114.8
Нагр	11	нейтральАТ1	220		2.43			4.55		
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110		7.66	35.6	1.7	0.59	15.3	0.9
Нагр	3	ННАТ1	35	16000	1.42			5.78		
Нагр	12	нейтральАТ2	220		2.43			0.97		
Нагр	5	ННАТ2	35		2.43			4.62		
Нагр	13	нейтральТ3	110		4.90			2.76		
Нагр	6	СНТ3	35		6.83	1.2	0.2	4.80	0.6	0.1
Нагр	7	ННТ3	10		7.00			0.79		
Нагр	14	нейтральТ4	110		4.90			2.87		
Нагр	8	СНТ4	35		6.83			4.82		
Нагр	9	ННТ4	10		7.00			0.78		
Нагр	10	ВН Невер	35		4.31			3.72		
Нагр	101	ВН Невер	35		4.31			3.72		
Нагр	15	НН Невер1	10		-0,57	1.9	0.7	-0,3	0.6	0.3

Продолжение таблицы 20

Нагр	16	НН Невер2	10		-0,57	2.9	1.2	-0,3	1.0	0.4
Нагр	17	ВН Линейная	35		0.82			2.34		
Нагр	18	НН Линейная1	10		2.68	4.6	1.8	0.47	1.6	0.6
Нагр	19	НН Линейная2	10		2.68	4.6	1.8	0.46	1.6	0.6
Нагр	20	ВН Промежуточная	35		1.62			2.36		
Нагр	21	НН Промежуточная	10		1.56	1.2	0.5	2.78	0.4	0.2
Нагр	22	ВН Соловьевск	35		-3.75			-0.90		
Нагр	23	НН Соловьевск1	6		1.31	2.9	0.7	-3.21	1.0	0.3
Нагр	24	НН Соловьевск2	6		1.31	0.8	0.3	-3.21	0.4	0.1
Нагр	25	ВН Уркан	35		-4.37			-1.15		
Нагр	26	НН Уркан1	6		-0.52	0.5	0.3	3.52	0.2	0.1
Нагр	27	НН Уркан2	6		-1.23	0.5	0.3	3.32	0.2	0.1
Нагр	28	ВН Инагли	35		-4.99			-1.63		
Нагр	29	НН Инагли	6	- 75000	2.98	5.5	0.3	2.56	2.1	0.1
Нагр	30	отп. 1	35		2.89			3.03		
Нагр	31	отп. 2	35		2.42			2.79		
Нагр	32	отп. 3	35		1.62			2,36		

Токовая нагрузка ЛЭП в аварийном режиме представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП при аварийном режиме

N_на ч	N_ко н	Название	I_на ч	I_ко н	Мест о	Идоп_2 5	Идоп_рас ч	I/I_до р
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	30,1
8	101	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	30,1
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	170	170	ВН	210.0	210.0	
101	30	ВН Невер – отп1	220	220	ВН	310.0	310.0	61,7
30	31	отп1 – отп2	220	220	ВН	390.0	390.0	49
31	32	Отп2 – отп3	220	220	ВН	450.0	450.0	42,4
32	20	Отп3- ВН Промежуточна я	22	22	ВН	450.0	450.0	4,5

Продолжение таблицы 21

32	22	Отп3- ВН Соловьевск	197	197	ВН	450.0
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	24	24	ВН	265.0
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	106	106	ВН	265.0

Таким образом, все элементы сети имеют допустимый уровень напряжения и токовой загрузки. Следовательно, выбор оборудования произведен верно.

Подробные данные о режимах, расчеты и графическая часть представлены в приложении Б, а также в графической части (листы 3 и 4).

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НЕВЕР 35/6 КВ

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производится с помощью ПВК RastrWin 3.0. Для этого необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, указать их тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы). Полученные результаты приведены в таблице 22.

Таблица 22– Результаты расчета токов короткого замыкания

ПС	Однофазное	Двухфазное	Трехфазное
Невер 35 кВ	1,8649	1,8649	3,7298
Невер 10 кВ	3,5499	3,5499	7,0998

Ударный ток на высокой стороне ПС Невер находим по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по.вн} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_\alpha}} \right), \quad (17)$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,7298 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 8,474 \text{ кА}$$

Рассчитанные значения ударного тока на высокой и низкой сторонах ПС Невер сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Значения ударного тока на ПС «Невер»

	ВН	НН
$I_{уд,рез}$	8,474	16,131

Мощность короткого замыкания в начальный момент короткого замыкания:

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot I_{п0,ВН}, \quad (18)$$

$$S = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,7298 = 226,11 \text{ МВА.}$$

В таблице 24 приведены значения мощности КЗ на ПС Невер.

Таблица 24 – Значения мощности КЗ в начальный момент времени на ПС Невер

	ВН	НН
$S_{КЗ}, \text{ МВА}$	226,11	73,45

3.2 Выбор и проверка электрических аппаратов

3.2.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это один из основных коммутационных аппаратов, служащий для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатели высокого напряжения должны обеспечивать ряд требований: надежное отключение токов любой величины – от десятков Ампер до номинального тока отключения; быстроту действия, т.е. кратчайшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство

ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство при транспортировке и эксплуатации. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д [8].

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (19)$$

- длительный ток:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (20)$$

- отключающая способность:

$$I_{\text{п о}} \leq I_{\text{откл ном}}, \quad (21)$$

- включающая способность

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}, \quad (22)$$

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (23)$$

Проверяем выключатели по следующим параметрам:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}, \quad (24)$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (25)$$

где β - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равно 0,3.

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \cdot 12,5 = 5,303 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (26)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 3,7298 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 3,199 \text{ кА.}$$

Проверка по термической устойчивости выключателя:

$$V_{\text{T}} \geq V_{\text{к}} \text{ или } I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (27)$$

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

$$V_{\text{к}} = 3,7298^2 \cdot (4,055 + 0,02) = 56,689 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для установки в ОРУ 35 кВ ПС Невер выбираем вакуумный выключатель типа ВБС-35-12,5/630 УХЛ1.

Расшифровка маркировки выключателя:

ВБС – выключатель вакуумный стационарный;

35 – номинальное напряжение, кВ;

12,5 – номинальный ток отключения, кА;

630 – номинальный ток, А

Выключатель предназначен для следующих операций:

- дистанционное оперативное включение и отключение напряжения;
- местное оперативное и неоперативное отключение;
- автоматическое повторное включение.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (28)$$

$$I_{\max} = \frac{1,09}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,02 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{РМАХ}} = 20 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,474 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 56,689 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,7298 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,7298 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 14,142 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 3,199 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

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

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭ-10-31,5/630.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле [8]:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (29)$$

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о.}} + t_{\text{р.з.}}; \quad (30)$$

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

$$W_k = 7,0998^2 \cdot (4,05 + 0,15) = 211,71 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ . Относительное содержание апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равно 0,3, а отключающий ток $I_{\text{откл}} = 12,5$:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \cdot 12,5 = 5,303 \text{ кА}$$

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

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}; \quad (31)$$

$$I_{\max} = \frac{1,09}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,105 \text{ кА}$$

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

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 105 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,131 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} = 211,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 7,0998 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 7,0998 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{аном}} = 5,303 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

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

3.2.2 Выбор и проверка разъединителей

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

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением проверки отключающей способности. Для разъединителей она отсутствует, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током [18].

На стороне ВН ПС Невер выбираем разъединители РГПЗ-СЭЩ-1(2)-II-35/1000 УХЛ1 [9]. Горизонтально – поворотного типа с полимерной изоляцией.

Разъединитель предназначен для:

- включения или отключения обесточенных участков электрической цепи высокого напряжения 35 кВ;
- обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке;
- заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей.

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

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 20 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,474 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,689 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$
Переносные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 450 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,689 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$

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

3.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, служащее для уменьшения первичного тока до значений, которые являются наиболее удобными для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и

три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ. Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей [8].

Для правильного выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (32)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (33)$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (34)$$

Прежде чем осуществить выбор трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные

сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения составлять, соответственно – 6 и 10 мм². Далее определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$. В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Трансформаторы				
Амперметр	РА194I-2X4T	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506/40	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 300	9	9	9
ИТОГО		24	14	24
Линии 35 кВ				
Амперметр	РА194I-2X4T	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506/40	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 300	9	9	9
ИТОГО		24	14	24
Линии 10 кВ				
Амперметр	РА194I-2X4T	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506/40	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 300	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Линии 35 кВ				
Амперметр	РА194I-2X4T	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506/40	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 300	9	9	9
ИТОГО		24	14	24
Секционный выключатель 35 кВ				
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5
Секционный выключатель 10 кВ				
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5
Итого (ВН)			4,1	4,1
Итого (НН)			10,9	9,5
Итого			15	13,6

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}), \quad (35)$$

На стороне ВН выбираем трансформатор тока ТОЛ-35-200/5.

$Z_{2ном} = 3 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [9].

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (36)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{3,8}{5^2} = 0,152 \text{ Ом}$$

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

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПР}}}, \quad (37)$$

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (для алюминия).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
35	40
10	10

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

$$r_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S}, \quad (38)$$

$$r_{\text{ПР}} = \frac{0,28 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,152 + 0,28 + 0,05 = 0,482 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 20 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,482 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,474 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 475 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 56,689 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{К}}$

По полученным результатам можно сделать вывод, что трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-300/5.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 31.

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{9,8}{5^2} = 0,392, \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

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

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

Сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,392 + 0,07 + 0,05 = 0,512, \text{ Ом}$$

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

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_N = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_N$
$I_N = 300 \text{ А}$	$I_p = 105 \text{ А}$	$I_p \leq I_N$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,512 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 104 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 16,131 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_{\text{ДИН}} = 104 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,131 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 1400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 211,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq B_K$

По полученным результатам можно сделать вывод, что трансформатор тока соответствует данным условиям и следовательно может быть принят к установке.

3.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [18].

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (39)$$

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

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

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

Для проверки на соответствие класса точности, как и для трансформаторов тока, следует составить схему подключения обмоток напряжения измерительных приборов, также составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой необходимо включать параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь следует включать также параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно составляет 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения малы, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь малые размеры, быть легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды по-

грешностей для получения высокой точности измерений [18]. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения необходимо установить на каждую секцию шин. Осуществим выбор и проверку необходимых трансформаторов напряжения.

На сторону ВН примем трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1.

$$S_p = 22 \text{ ВА},$$

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	6
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	6
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5

Варметр	2	ЦП 8506/120	3
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	12
Итого (ВН)			22
Итого (НН)			27
Итого			49

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

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

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

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

$$S_p = 27 \text{ ВА},$$

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

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_p$
$S_H = 300 \text{ ВА}$	$S_p = 27 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

3.2.5 Выбор и проверка жестких шин.

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

Номинальный ток:

$$I_{\text{max.нн}} = 105 \text{ А}$$

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

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{по}} = 7,0998 \text{ кА};$$

$$T_a = 0,15 \text{ с};$$

$$i_{\text{уд}} = 16,131 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (40)$$

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

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{211,71 \cdot 10^6}}{91} = 159,9 \text{ мм}^2.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$

м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (41)$$

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

q - поперечное сечение выбранной шины.

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

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

Условие выполняется.

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

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (42)$$

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

a - расстояние между фазами (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{16,131^2}{1,5} = 300,46 \text{ Н/м}$$

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (43)$$

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

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен

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

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{300,46 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 10,667} = 6,34 \text{ Мпа.}$$

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

3.2.6 Выбор и проверка гибких шин

Выбор гибкой ошиновки осуществляется на подстанции при напряжении от 35 кВ и выше т.к. РУ данного напряжения расположены на открытом воздухе [18].

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции равен 20 А, следовательно, принимаем сечение провода для данного напряжения ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 150 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам короткого замыкания не требуется, так как шины выполнены голыми проводами и расположены на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА проверка шин на сжестывание не требуется.

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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (44)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

r_0 - радиус провода 0,675 см.

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

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (45)$$

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

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

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

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

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

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

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

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

3.2.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

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

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

(46)

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}, \quad (47)$$

Выбираем опорные полимерные изоляторы ОНШП-10-20-4 УХЛ1.

Расшифровка маркировки:

ОНШП – опорные полимерные изоляторы наружной установки

10 – номинальное напряжение, кВ

20 – максимальное разрушающее усилие на изгиб, кН

4 – степень загрязнения

УХЛ 1 – климатическое исполнение.

Изоляторы ОНШП-10-20-4 УХЛ1 имеют допустимый силой на изгиб:

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

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

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (48)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}, \quad (49)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + b + h/2}{H_{\text{из}}}, \quad (50)$$

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

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot L \cdot K_n \cdot 10^{-7}, \quad (51)$$

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

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

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

3.2.8 Выбор ограничителей перенапряжения

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

- наибольшее рабочее напряжение сети, в которую устанавливается ОПН;
- зафиксированные в эксплуатации (в месте предполагаемой установки ОПН) повышения напряжения сверх нормированного значения наибольшего рабочего напряжения сети;
- наличие или отсутствие вращающихся машин 6, 10 кВ;
- наличие или отсутствие резистивного заземления нейтрали.

Таблица 36 – классы напряжения электрооборудования сетей 6-35 кВ.

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение оборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
6	7,2	6,0	6,9

6	7,2	6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5

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

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

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

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (52)$$

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

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

$$U_{\text{ДУГ}} = 3,5 \cdot \frac{\sqrt{2}U_{\text{НРС}}}{\sqrt{3}}, \quad (53)$$

$$U_{30/60} \geq U_{\text{ДУГ}}, \quad (54)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}, \quad (55)$$

где значения $K_{30/60}$ указаны в каталоге ОПН [2]. Тогда получим условие выбора

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{НРС}}, \quad (56)$$

Таблица 37 – Наибольшее рабочее напряжение ОПН

Класс напряжения, кВ	6	35
$U_{\text{НРО}}$, кВ	12-12,4	40,5-42,5

Рекомендуемая для ОПН энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс), отнесенная к значению $U_{\text{НРО}}$, обозначена $W_{\text{УД}}$ и приведена в таблице 38. В таблице так же указаны рекомендуемые диапазоны тока пропускной способности.

Таблица 38 – Энергия одного импульса тока пропускной способности (форма 2000 мкс)

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

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

$$U_{\text{НОМ}}^{\text{ОПН}} \geq 1,25 \cdot U_{\text{НРО}}, \quad (57)$$

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

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

Таблица 39 – Характеристика «напряжение-время»

Длительность T приложения повышенного напряжения	Допустимая кратность $K_{\text{н-в}}(T)$ превышения напряжения на ОПН 6 кВ, не менее	Допустимая кратность $K_{\text{н-в}}(T)$ превышения напряжения на ОПН 35 кВ, не менее
1 с	1,81*/1,74**	1,83*/1,73**
10 с	1,71*/1,64**	1,73*/1,62**
1200 с	1,50*/1,44**	1,50*/1,42**
14400 с	1,38*/1,28**	1,33*/1,24**

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

Остающиеся напряжения при импульсных токах в ОПН, возникающих при ограничении грозových и коммутационных перенапряжений, являются важными характеристиками ОПН и указываются в каталоге производителя на так называемых «расчетных импульсных токах». Такие остающиеся напряжения могут быть определены с некоторой погрешностью через типовые кратности $K_{8/20}$ и $K_{30/60}$ ограничения грозových и коммутационных перенапряжений соответственно[2].

Таблица 40 – Остающиеся напряжения при грозовых и коммутационных перенапряжениях

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

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

$$U_{8/20} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{8/20}, \quad (58)$$

$$U_{30/60} = (U_{\text{НРО}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{30/60}. \quad (59)$$

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

Достаточными являются приведенные в таблице 41 значения.

Таблица 41 – Номинальный разрядный ток (форма 8/20 мкс) и импульс большого тока (форма 4/10 мкс)

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

На сторонах трансформаторов выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1 и ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ1 с классами напряжения 35 и 10 кВ соответственно. Основные характеристики ОПН представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Основные характеристики ОПН

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

3.2.9 Выбор ячеек КРУ

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

Применение комплектных распределительных устройств позволяет ускорить монтаж РУ. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [18].

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

На низкой стороне выбрали КРУ внутренней установки 6 (10) кВ марки К-59 со встроенными выключателями марки ВБЭ-10-31,5/630 с встроенным универсальным электромагнитным приводом.

Таблица 43 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-59

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10

Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Термическая стойкость, кА ² с	2977
Тип выключателя	ВБЭ-10-31,5/630
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Трансформатор тока	ТОЛ-10-300/5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 УХЛ1
Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ1

3.2.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

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

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

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

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд осуществляется по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Расчетная мощность нагрузки $P_{уст} = 109$ кВА.

Расчетная мощность ТСН определяется по формуле

$$S_{расчТСН} = \frac{S_{расч}}{K_{зрасчТСН}}, \quad (60)$$

где K_3 – допустимая загрузка трансформаторов, равная 1,4.

$$S_{расчТСН} = \frac{109}{1,4} = 78 \text{ кВА.}$$

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

3.2.11 Выбор аккумуляторных батарей

Установки постоянного тока с аккумуляторными батареями применяются для освещения станции, питания сетей управления, автоматики и сигнализации. В ряде случаев в качестве оперативного тока может использоваться переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

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

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении

нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Выбор аккумуляторных батарей осуществляется по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам[18].

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

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (61)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

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

Общее число элементов:

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

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (62)$$

$$n_{\text{доб}} = 125 - 108 = 17.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (63)$$

где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

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

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

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

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}}, \quad (64)$$

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

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

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

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

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

Окончательно принимаем СК – 32.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}, \quad (65)$$

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

По кривой [18], определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (66)$$

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

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (67)$$

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

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

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

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

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

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{П}}, \quad (68)$$

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

$$U_{\text{ПЗ}} = 2,75 \cdot n, \quad (69)$$

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

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П – 91.

3.2.12 Выбор высокочастотных заградителей

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

Заградители могут выпускаться с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах [8].

Выбор ВЧ - заградителей производим по номинальным и ударным токам.

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}, \quad (70)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч}}, \quad (71)$$

$$i_{\text{пред. скв}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (72)$$

$$I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}. \quad (73)$$

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

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 20 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{пред. скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,474 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 56,689 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

Примем к установке высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-0,5-У1.

3.2.13 Выбор предохранителей

Предохранители осуществляют защиту трансформаторов напряжения различных номиналов напряжения.

Выбор предохранителей производится по:

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

Номинальный ток плавкой вставки необходимо выбрать так, чтобы в

нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты. Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки. Предохранители также необходимо проверить на соответствие времятоковых характеристик заданным условиям защищаемой цепи.

На ВН выбираем предохранители марки ПКТ 101-35-3,2-8 У1[9].

Номинальный ток предохранителя определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{ННгн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ННгн}} ; \tag{74}$$

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

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

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

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

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

Номинальный ток предохранителя:

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

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

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

4 ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ И ПЕРСОНАЛА ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

4.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 35 кВ «Невер – Линейная»

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

На ВЛ напряжением 35 кВ ПС Невер – ПС Линейная были выбраны промежуточные железобетонные опоры типа ПБ35-1 и стальные анкерно-угловые опоры типа У35-1.

Для крепления проводов на опоре, а также для изоляции от нее применяются полимерные изоляторы типа ЛК 70/35-II. Соединение проводов АС-50/8 в шлейфах анкерно-угловых опор осуществляется с помощью шлейфовых зажимов спирального типа ШС-9,6-01, натяжные болтовые зажимы марки НБ-2-6А для анкерных опор и поддерживающие глухие зажимы марки ПГ-2-11А для промежуточных опор[2].

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

Перенапряжением принято называть всякое кратковременное значительное повышение напряжения.

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

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

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

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{\text{cp}} = h_{\text{тр}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{тр}}, \quad (75)$$

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

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

$$f_{\text{тр}} = h_{\text{пр}}^{\text{H}} - h_{\Gamma}, \quad (76)$$

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

h_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля), $h_{\Gamma} = 7$ м; [16]

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

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

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

$$f_{\text{тр}} = 14 - 7 = 7 \text{ м}$$

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

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд) [7].

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{\text{оп}} = 4 \cdot N - \frac{h_{\text{тр}}}{l_{\text{пр}}}, \quad (77)$$

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

$$N=0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (78)$$

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

$$P_0=0,05 \cdot N_{г.д.}, \quad (79)$$

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

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

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

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

$$P_{оп} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (80)$$

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

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{отв}^2 \cdot L_0 \cdot h_{оп}}{\tau_\phi} + \frac{M_0 \cdot h_{оп}}{\tau_\phi}}, \quad (81)$$

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

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

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

L_0 – индуктивность на единицу высоты опоры 0,5-0,8 мкГн/м, h

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

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

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

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

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

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу по формуле:

$$\eta = (0,92 \cdot \frac{U}{I_{разр}} - 6) \cdot 10^{-2}, \quad (82)$$

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

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

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

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

$$n_{\text{оп}} = N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta, \quad (83)$$

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

2) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту [7].

Число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (84)$$

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

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D}} \cdot \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр.сп}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right), \quad (85)$$

где D - вспомогательный коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$D = 1 + U_{\text{ном}} \cdot \frac{h_{\text{тр.сп}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{сп}}}{r_{\text{пр}}}\right)} \right), \quad (86)$$

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

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

Угол тросовой защиты α найдем по формуле:

$$\alpha = \text{artg}\left(\text{tg} \frac{\Delta S}{\Delta h}\right), \quad (87)$$

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

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

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту определяется как:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z_{\text{кор.пр}} \cdot \eta}, \quad (88)$$

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

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

$$U_{50\%} = U_{50} \cdot (0,92 - 0,0121 \cdot e^{(0,74 - 0,06 \cdot I_{\text{раз}}) \cdot (I_{\text{раз}} - 3)}), \quad (89)$$

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

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

Определяем вероятность обратного перекрытия линейной изоляции по формуле:

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}}, \quad (90)$$

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

Определим число прорывов молнии на провод:

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

Определим удельное число отключений ВЛ при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta, \quad (91)$$

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

3) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета[7].

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (92)$$

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

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

Коэффициент затухания электромагнитной волны β , определяется по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{cp} \cdot E_{cp}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{cp}}{r_{np}}}}, \quad (93)$$

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

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

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

Найдем волновое сопротивление Z_{np} троса по формуле:

$$Z_{np} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp}}{r_{np}} \cdot \beta \cdot \frac{1}{n^2} \right), \quad (94)$$

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

Определим электромагнитный коэффициент связи k , по формуле:

$$k = \frac{k_r}{\beta}, \quad (95)$$

где k_r – геометрический коэффициент связи равный 0,18;

$$k = \frac{0,18}{0,792} = 0,23$$

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

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{ср}^{max} \cdot \Delta h \cdot v}{z_{тр} \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (96)$$

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 700 \cdot 3 \cdot 237,46}{102,05 \cdot (1 - 0,23) \cdot 150} = 84,6 \text{ кВ/мкс.}$$

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

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta, \quad (97)$$

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

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

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}}, \quad (98)$$

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

$$I_{кр} = \frac{\alpha_{кр} \cdot r_{тр} \cdot l_{прол} \cdot k}{2 \cdot v \cdot R_u}, \quad (99)$$

$$I_{кр} = \frac{84,6 \cdot 0,00675 \cdot 150 \cdot 0,23}{2 \cdot 237,46 \cdot 30} = 1,38 \cdot 10^{-3} \text{ кА.}$$

$$P_{тр} = e^{-0,0884,6} = 1,15 \cdot 10^{-3}$$

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{тр} = N - N_{пр} - N_{оп}, \quad (100)$$

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

$$n_{тр} = 10,724 \cdot 1,15 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5 = 6,17 \cdot 10^{-3}.$$

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

$$T_{пв} = \frac{1}{N_{пв}}, \quad (101)$$

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

$$N_{пв} = P_0 \cdot (A_1 + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (B_1 + 2 \cdot R_{экр}) \cdot (\eta \cdot P_{\alpha} \cdot P_{пр} + n_{оп} \cdot P_{оп}) \cdot 10^{-6}, \quad (102)$$

где P_0 - плотность разряда молнии на землю;

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

$R_{экр}$ - эквивалентная ширина, с которой собираются все боковые разряды, определяется в зависимости от высоты самого высокого

сооружения на ОРУ, в нашем случае $h_c=7,85$ м, что меньше 30 м, следовательно, формула для определения $R_{\text{экв}}$ выглядит следующим образом:

$$R_{\text{экв}}=5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}, \quad (103)$$

$$R_{\text{экв}}=5 \cdot 7,85 - \frac{2 \cdot 7,85^2}{30}=35,14 \text{ м.}$$

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

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

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

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

$$n_{\text{вл}}=n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}}, \quad (104)$$

$$n_{\text{вл}}=0,248+6,17 \cdot 10^{-3} +0,079=0,33.$$

Нормативное удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту согласно: $n_{\text{пр}}^{\text{норм}}=0,5$. Расчетное значение удельного числа отключения линии равно 0,33 меньше нормативного, следовательно, тросовая защита надежно защищает воздушную линию от ударов молнии.

$$N_{\text{пу}} = 2 \cdot (48 + 2 \cdot 35,14) \cdot (36 + 2 \cdot 35,14) \cdot (0,5 \cdot 6,33 \cdot 10^{-6} \cdot 0,885 + 0,248 \cdot 0,029) \cdot 10^{-6} = 1,81 \cdot 10^{-4}$$

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

$$T_{\text{пу}} = \frac{1}{1,81 \cdot 10^{-4}} = 5525 \text{ лет}$$

Для нормального функционирования сети 35 кВ эта цифра должна составлять не менее 1000 лет [2].

4.2 Расчет заземления подстанции Невер

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением, например из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй с помощью заземляющего устройства. Данное заземление называется защитным, так как его цель - защитить от опасных напряжений прикосновения обслуживающего персонала.

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

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется грозозащита: искровые промежутки, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений, стержневые и тросовые молниеотводы, которые присоединяются к заземлителям. Данное заземление носит название грозозащитное заземление. Обычно для выполнения всех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

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

Согласно ПУЭ, все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 4 \text{ Ом}$ [2].

Расчет заземления подстанции предполагает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей приемлем полосу из оцинкованной стали, размер которой составляет $4 \times 25 \text{ мм}$ (площадь сечения – $F_{\text{пол}} = 160 \text{ мм}^2$), уложенную на глубину $h_3 = 1 \text{ м}$. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d = 18 \text{ мм}$ ($F_{\text{пр}} = 176,6 \text{ мм}^2$) и длиной $l_B = 5 \text{ м}$.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

– вертикальный заземлитель:

$$F_{\text{вл}} = \pi \cdot S_{\text{сп}} \cdot (d + S_{\text{сп}}), \quad (105)$$

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

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

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

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

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

$$F_{вл} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (18 + 0,67) = 39,28 \text{ мм}^2,$$

$$F_{пр} = 176,6 > F_{кор.мин} = 39,28 \text{ мм}^2;$$

– горизонтальный заземлитель:

$$F_{кор.г.мин} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (106)$$

$$F_{кор.г.мин} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (12,4 + 0,67) = 27,5 \text{ мм}^2.$$

$$F_{пол} = 160 > F_{кор.г.мин} = 27,5 \text{ мм}^2;$$

2) механической прочности:

Должно выполняться условие:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор.мин} + F_{т.с.мин}, \quad (107)$$

Для вертикального заземлителя:

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 176,6 \geq (F_{кор.в.мин} + F_{т.с.мин}), \quad (108)$$

$$F_{м.п.} = F_{пр} = 176,6 \geq (27,5 + 58,9) = 86,4 \text{ мм}^2.$$

Для горизонтального заземлителя:

$$(109)$$

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

$$F_{\text{м.п}} = F_{\text{пр}} = 160 \geq (27,5 + 58,9) = 86,4 \text{ мм}^2.$$

Размещение искусственных заземлителей так, что достигается равномерное распределение электрического потенциала на площади, которое занимает оборудование. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, таким образом, создается заземляющая сетка, к которой уже присоединяется заземляемое оборудование [7].

Размер площади подстанции Невер, используемой под заземлитель, с учетом, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (необходимо в случае, если человек при прикосновении к оборудованию не сможет находиться за пределами заземлителя):

$$S_1 = (A_1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1,5), \quad (110)$$

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

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

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

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{1r} = \frac{2 \cdot S_1}{a_r} \text{ м.} \quad (111)$$

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

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

Определим число горизонтальных ячеек по стороне A_1 и B_1 :

$$m_{A1} = \frac{A_1}{a_r}, \quad (112)$$

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

$$m_{B1} = \frac{B_1}{a_r}, \quad (113)$$

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

Принимаем $m_{A1} = 8$; $m_{B1} = 6$.

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

$$m_1 = \frac{L_{1r}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1, \quad (114)$$

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

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L_{1г.расч} = 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1), \quad (115)$$

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

Количество вертикальных электродов:

$$n_{в.1} = \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B}, \quad (116)$$

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

где $a_B = 6$ – расстояние между вертикальными электродами, м.

Принимаем $n_{в.1} = 29$ электрода.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{экр} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (117)$$

где $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 2 = 7$ м – глубина заложения заземлителя;

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

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

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

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

$$R_{\text{ст.1}} = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_{\text{в.1}} \cdot l_{\text{в}}} \right), \quad (118)$$

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

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

Для определения импульсного сопротивления рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (119)$$

где $I_{\text{М}}$ – ток молнии, кА.

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

$$R_{\text{и.1}} = R_{\text{ст.1}} \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (120)$$

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

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

4.3 Расчет молниезащиты подстанции Невер

Здания и сооружения или их части в зависимости от их назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год следует защищать в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых или комбинированных. Самыми распространенными считаются стержневые, которые состоят из молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Также применяют тросовые молниеотводы с целью защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода [7].

Защитное действие молниеотвода связано со свойством молнии, как поражение наиболее высоких и хорошо заземленных металлических сооружений. Если защищаемое здание, располагается ниже по сравнению с молниеотводом по высоте, то практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается та часть пространства вокруг молниеотвода, которая осуществляет защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Необходимо чтобы вся территория подстанции была защищена от прямых ударов молнии.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений осуществляется в определении границ зоны защиты молниеотводов, т.е. определение пространства, которое защищено от прямых ударов молнии.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях [7].

Защита ПС Невер до технологического присоединения ПС Линейная осуществлялась благодаря двум молниеотводам, после подключения

добавился третий молниеотвод для обеспечения надежной защиты от ударов молнии. Высоту защищаемого объекта принимаем линейный портал высотой $h_{лп} = 7,85$ м.

Расстояние между молниеотводами 2 – 3 равно 30 м.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (121)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м.}$$

где h – высота молниеотводов 2 и 3 равна 25 м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (122)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L < 2 \cdot h$, $r_0 = r_{c0}$ м, что соответствует данному случаю:

$$r_{c0} = r_0 = 26,25 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами 2-3:

$$h_{сг} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (123)$$

$$h_{сг} = 21,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (30 - 25) = 20,4 \text{ м.}$$

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

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CT} - h_x}{h_{CT}} \right), \quad (124)$$

$$r_{CX} = 26,25 \cdot \left(\frac{20,4 - 7,85}{20,4} \right) = 16,15 \text{ м.}$$

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

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (125)$$

$$r_X = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{21,3} \right) = 16,58 \text{ м.}$$

Подробный расчет приведен в приложении В.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейная защита включает в себя целый комплекс автоматических устройств, который необходим для быстрого определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Релейная защита (РЗ) должна осуществлять непрерывный контроль состояния всех элементов сети и при необходимости реагирует на возникновение повреждений или ненормальных режимов. В случае возникновения повреждений устройства РЗ выявляют повреждённый участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов короткого замыкания.

Без релейной защиты невозможна нормальная работа энергосистем.

В прошлом, в качестве защит оборудования применялись только устройства РЗиА электромеханического типа. Данные устройства имеют реле электромеханического принципа работы. В настоящее время, существуют устройства РЗиА нового поколения – микропроцессорных терминалов защит, управления и автоматики оборудования, поэтому все чаще старые электромеханические реле постепенно заменяются устройствами РЗиА нового поколения [12].

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

1. Точность. Можно с максимальной точностью настроить для реальных условий, учесть все возможные аспекты, и тем самым, выбрать нужные функции;

2. Контролируемость. Осуществляется контроль над режимом работы оборудования, включая и ликвидации возникших аварийных ситуаций;

3. Компактность. Микропроцессорный терминал защит имеет относительно малые габаритные размеры;

4. Память. В памяти устройства фиксируется время срабатывания, наименования сработавшей защиты.

К основным комплексам защит, которые устанавливаются для линий 35 кВ и трансформаторных подстанций предусмотрены следующие виды защит:

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

Микропроцессорная защита включает в себя все выше перечисленные виды защит и находятся в одном комплекте защиты.

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

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

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

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

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

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

5.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС Невер

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

ШЭ2607 148 реализован на базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и БЭ2704. Он осуществляет функции основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ [25].

5.2.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора

Основные данные трансформатора:

Напряжение обмотки ВН:

$$U_{\text{НОМ.ВН}} = 36,75 \text{ кВ};$$

Напряжение обмотки НН:

$$U_{\text{НОМ.НН}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Номинальный ток первичной обмотки защитного трансформатора тока для ВН и НН – 200 и 300 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{200}{5} = 40,$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{300}{5} = 60.$$

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

$$S_{\text{НОМ.ВН}} = 10000$$

Номинальный ток стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157,102 \text{ А},$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,86 \text{ А}.$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (126)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{157,102}{40} = 3,927 \text{ А};$$

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

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

$$0,1 \leq \frac{3,927}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}}, \quad (127)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{549,86}{60} = 9,2 \text{ А};$$

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

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

$$0,1 \leq \frac{9,2}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:

$$I_{\text{НОМ.ОПОРНОЕ}}=157,102 \text{ А.}$$

5.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Максимальная токовая защита НН резервирует защиты присоединений, которые отходят от секций НН, а МТЗ ВН резервирует также основные защиты. Комбинированный пусковой орган подключается к ТН со стороны НН. Данный орган можно не использовать, если на стороне НН статическая нагрузка.

Расчет параметров срабатывания максимального измерительного органа тока:

1. МТЗ ВН без пуска по напряжению:

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

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (128)$$

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

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

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

$$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}=157,102$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 157,102 = 396,889 \text{ А};$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{\text{СЗ.ПРЕД}}, \quad (129)$$

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

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

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

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{УСТАН.ЗАЩ}}}{I_{\text{СМЕЖ}}}, \quad (130)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{105}{18933} = 0,01,$$

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq 1,1 \cdot 0,01 \cdot 4900 = 53,9 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.ВН-НН}}}{I_{\text{СЗ.ВН}}}, \quad (131)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{105}{53,9} = 1,95 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается.}$$

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

2. МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (132)$$

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

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 1,9 \cdot 874,7 = 1662 \text{ А.}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}}; \quad (133)$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 1662 = 4199 \text{ А;}$$

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

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН}}}{I_{\text{СЗ.НН}}}, \quad (134)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{18933}{4900} = 3,86$$

где $K_{\text{ч}} > 1,2$ – чувствительность обеспечивается.

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 4900 А.

5.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки необходима для защиты трансформатора от симметричных перегрузок. Для двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени от 7 до 9 с.

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

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (135)$$

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

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

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

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 157,102 = 173,64 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 174 \text{ А};$$

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

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

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}; \quad (136)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 3,5 \cdot 157,102 = 549,857 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 549,857 = 607,74 \text{ А}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 608 \text{ А};$$

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

5.2.4 Газовая защита трансформатора

Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН применяются в качестве чувствительной защиты от внутренних повреждений. Защита выполняется в виде устройства газового реле, сигнал которого принимает микропроцессорная защита. В устройстве РПН предусматривается отдельное струйное реле или реле давления. Если трансформаторы имеют номинальную мощность от 6300 кВА и выше, то установка газовой защиты обязательна.

5.3 Автоматика на ПС Невер

На подстанции Невер приняты следующее автоматизированное управление:

- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 10 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- работа отопления зданий;

- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- включение и отключение силовых трансформаторов 35/10 кВ, линий 10 кВ.

Электропитание систем управления и автоматики осуществляется со щита постоянного тока.

Сигнализация на ПС предусмотрена в следующем объеме:

- световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

- основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы;

- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

6 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Главной задачей экономического расчета является расчет эффективности инвестиций в часть реконструируемой сети. Реконструкция выбранного участка сети заключалась в замене устаревшего оборудования на новое, рассчитанное на большие мощности в связи со значительным повышением нагрузки, установке КУ.

Для этого был осуществлен расчет затрат на реализацию данного проекта, определены источники инвестиций и жизненный цикл объекта. Результатом проделанной работы является расчёт экономической эффективности инвестиций и подведение выводов об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

6.1 Устанавливаемое оборудование

При реконструкции подстанции ПС Невер предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 47 [24].

Таблица 47 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 2000 г.)
Трансформатор	ТМ -3200/35/10	2	2800
Выключатель ВН	ВБС-35-12,5/630 УХЛ1	3	200
Выключатель НН	ВБЭ-10-31,5/630	3	100

Повышение нагрузки на ПС Невер и ПС Линейная не привело к недопустимой токовой перегрузке ЛЭП, поэтому замена провода не требуется. КУ для данной подстанции не были установлены.

6.2 Капитальные вложения

При проектировании, расширения действующих или реконструкции предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупностью всех затрат на необходимые ресурсы называются капиталовложениями. Капиталовложения необходимы на строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для электрических сетей:

$$K = K_{\text{ПСС}} + K_{\text{КУ}} ; \quad (137)$$

где $K_{\text{КУ}}$ - капиталовложение на установку КУ, тыс.руб.;

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

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

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

В данной сети также предусмотрены средства компенсации реактивной мощности. Соответственно, в экономическом расчете реконструируемой сети они также будут учитываются. Для БСК-6-2,7-УХЛ1 составляет 3500 тыс.руб [24].

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{\text{ПСС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}}) \cdot K_{\text{зат}} \cdot K_{\text{р}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{кор}} ; \quad (138)$$

где $K_{\text{зат}} = 1,1$ – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и

сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$K_p = 1,5$ – районный коэффициент;

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

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ включают в себя общее количество вакуумных выключателей, которое зависит от принятой схемы распределительного устройства на подстанции. Капитальные затраты на ОРУ определяются по формуле:

$$K_{ОРУ} = K_{ру} + \Sigma C_{ОРУ} \cdot n_{выкл} + K_{КРУН} + K_{пост} + \Sigma K_d ; \quad (139)$$

где $K_{ру}$ – стоимость распределительного устройства (без выключателей);

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

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

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

$$K_{КРУН} = 1300 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$K_{\text{пост}} = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

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

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

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

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

$$K_{\text{ТР}} = \Sigma C_{\text{ТРi}} \cdot n_{\text{ТР}} + K_{\text{д}}; \quad (140)$$

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

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

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

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

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

$$K_{\text{ИСС}} = (27406 + 5618,8) \cdot 1,1 \cdot 1,5 \cdot 5,17 \cdot \frac{5,17}{5,17} = 281718$$

Вычисляем суммарное капиталовложение на сооружение сети:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ПС}\Sigma} + K_{\text{КУ}\Sigma} ;$$

$$K_{\Sigma} = 281718 + 3500 = 285218 \text{ тыс. руб.}$$

6.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизацией называют постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Целью амортизации является накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационными отчислениями называют денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования определяются по формуле:

$$И_{\text{ам}} = \Sigma K_i \cdot \alpha_{\text{ами}} ; \quad (141)$$

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

$$\alpha_{\text{ами}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} ; \quad (142)$$

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

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

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}}; \quad (143)$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{285218}{20} = 14261$$

Таблица 48 – Капиталовложения и амортизационные отчисления в проектируемую сеть

Наименование объекта	Полная стоимость тыс. руб.	Амортизация тыс. руб.
Подстанции	281718	14086
КУ	3500	175
Итого	285218	14261

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

6.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В сравнении с другими видами промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования способна вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

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

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$И=И_{P.O.} +И_{ам} +И_{\Delta W} ; \quad (144)$$

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

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$И_{P.O.} =\alpha_{P.O.ПC} \cdot K_{ПC} ; \quad (145)$$

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

$$И_{P.O.} =5,8\% \cdot 281718=16340$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$И_{\Delta W} =\Delta W \cdot C_{\Delta W} ; \quad (146)$$

где ΔW – потери электроэнергии.

Стоимость удельных потерь рассчитывается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электроэнергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную электрическую сеть, принимаем[23]:

$$C_{\Delta W} =2590\text{руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ТС} + \Delta W_{КУ}; \quad (147)$$

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

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

$\Delta W_{КУ}$ – потери мощности в КУ

Потери электроэнергии в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные – потери ХХ) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{ЭФ.З}^2 + Q_{нескЭФ.З}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{P_{ЭФ.Л}^2 + Q_{нескЭФ.Л}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_л + \Delta P_{ХХ} \cdot T_Г; \quad (148)$$

где $P_{ЭФ.З}$ $Q_{нескЭФ.З}$ $P_{ЭФ.Л}$ $Q_{нескЭФ.Л}$ – значения эффективной активной и некомпенсированной реактивной нагрузки подстанции зимой и летом;

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{ХХ}$ – потери мощности холостого хода трансформатора;

$\Delta W_{ТР} = 504,94$ МВт·ч.

Потери электроэнергии в компенсирующем устройстве вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{уд} + 2 \cdot T_{макс} \cdot (\sum Q_{фКУ}); \quad (149)$$

где $\Delta W_{уд}$ – удельные потери в КУ, равные 0,003 МВт/МВАр;

$Q_{фкУ}$ – фактическая мощность КУ на ПС.

$$\Delta W_{КУ} = 131 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = 635,9 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$И_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (150)$$

$$И_{\Delta W} = 635,9 \cdot 2,59 = 1647,06 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$И = 14250 + 16609 + 1647 = 32506 \text{ тыс. руб.}$$

6.5 Определение себестоимости и ЧДД

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{И_{\Sigma}}{W}; \quad (151)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

$И$ – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{\text{ср.з}} \cdot T_3 + P_{\text{ср.л}} \cdot T_{\text{л}}; \quad (152)$$

где $P_{\text{ср.л}}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{\text{ср.з}}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{\text{л}}$ – число часов летного периода, час;

T_3 – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что зимний период насчитывает 6540 часов, а летний в свою очередь 2220 часов.

$$W = 3,557 \cdot 6540 + 2,4 \cdot 2220 = 28677 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{32506}{28667} = 1,1 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{I_{\Sigma} - I_{\Delta W}}{W}; \quad (153)$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{32506 - 1647,06}{28667} = 1,07 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

Для наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке 2 представлен этот график. Подробный расчет ЧДД приведен в приложении Г.

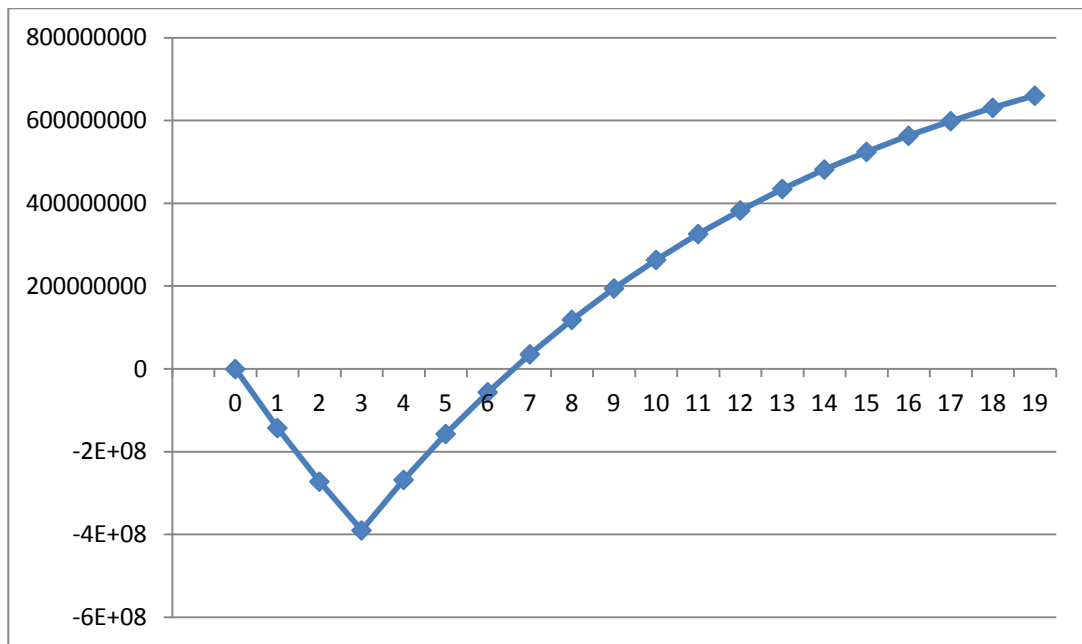


Рисунок 2 – ЧДД

Срок окупаемости проекта равен 6,5 лет.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе необходимо рассмотреть основные правила техники безопасности при строительных работах и эксплуатации подстанции. Рассмотреть экологическую обстановку, связанную с реконструкцией ПС Невер, рассмотреть шумовое воздействие на здоровье человека и окружающую среду в целом. Рассмотреть возможные чрезвычайные ситуации на объектах, дать их классификацию, оценку и рассмотреть наиболее возможную чрезвычайную ситуацию, которая может возникнуть на подстанции.

7.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции электроэнергетических объектов: станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других объектов, главной задачей в комплексе проектирования является обеспечение и гарантирование безопасности использования всех электроэнергетических объектов человеком. Для того, чтобы это обеспечить необходимо строго соблюдать требования Правила устройства электроустановок – ПУЭ, требования Правила технической эксплуатации – ПТЭ, технику безопасности при строительно-монтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются следующие перечисленные требования.

Распределительные устройства 35 кВ и выше должны быть оснащены оперативной блокировкой, которые исключают возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, которые обеспечивают безопасное заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, где не могут быть установлены стационарные заземляющие ножи, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения (ТН) заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть установлены так, чтобы обеспечить удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т. п.), расположенные на территории ОРУ, должны огораживаться внутренним забором.

При осуществлении работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться Правилами техники безопасности – ПТБ, прописанными инструкциями по охране труда, а также указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, которые используются в соответствии с Правилами техники безопасности должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Работы, осуществляемые непосредственно вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [11].

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции должно быть предусмотрено защитное заземление.

7.2 Экологичность

Электроэнергетика является одной из значимых отраслей народного хозяйства, которая оказывает существенное влияние на состояние окружающей среды. Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды»: «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды и Санэпидемнадзора».

Все энергетические объекты являются источниками шума. Трансформаторы, синхронные компенсаторы, насосы системы охлаждения и др. – все это источники шума на подстанции. Один из способов снижения шума достигается установкой шумозащитных перегородок.

7.2.1 Расчет шумового воздействия ПС Невер

Силовые трансформаторы являются источниками шумового воздействия, особенно этот шум оказывает характерное влияние на территории населенных мест. Существуют различные системы охлаждения трансформаторов, которые делятся в зависимости от класса напряжения и

типовой мощности трансформатора. В данном проекте трансформаторы имеют естественную циркуляцию воздуха и масла, т.е. система охлаждения вида М.

В качестве исходных данных будем использовать типовую мощность трансформаторов на ПС Невер, класс напряжения, вид системы охлаждения трансформаторов, количество трансформаторов и тип территории. На ПС Невер по итогу расчета приняты два трансформатора ТМН – 3200/35. Исходные данные представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Исходные данные

Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Количество трансформаторов N Вид системы охлаждения	Вид системы охлаждения	Тип территории
3,2	35	2	Система охлаждения вида М (Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла)	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Одной из причин электромагнитного шума в трансформаторах является магнитострикционный эффект (шум), который создает сердечник трансформатора. В процессе работы трансформатора в качестве преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция, так как действует неизбежный магнитострикционный эффект, который периодически изменяет длину сердечника. В результате чего возникают изгибные колебательные вибрации ярма и стержней сердечника. В некоторых трансформаторах звуковая

вибрация проходит через масло в баке по «звуковым мостикам», а далее передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц [3].

На начальном этапе определим допустимый уровень шума в зависимости от типа территорий прилегающей к подстанции. Также в расчетах примем наиболее жесткие требования, которые установлены для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [21].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

На основании ГОСТа 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля», в котором приведены скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от их типа мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Данная величина принята как нормируемое значение шумовой характеристики трансформатор [23].

Таким образом, трансформатор с системой охлаждения вида М (естественная циркуляция воздуха и масла) с мощностью 3,2 МВ*А и напряжением 35 кВ имеет уровень звуковой мощност равный:

$$L_{PA} = 79 \text{ дБА.}$$

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным

L_A (см. рисунок 3).

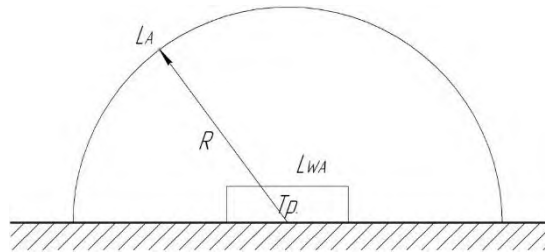


Рисунок 3 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (154)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

На подстанции расположены два трансформатора, но т.к. между ними расстояние небольшое, т.е. $R_1 \gg 1$, $R_2 \gg 1$, то два и более источника можно заменить одним [3].

Корректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{P\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1L_{PAi}}; \quad (155)$$

$$L_{P\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \cdot 79} + 10^{0,1 \cdot 79}) = 82,01 \text{ дБА}.$$

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{LA}$, тогда $R = R_{min}$.

На основании принятых допущений выражение можно записать:

$$L_{\text{ПАС}} = \text{ДУ}_{\text{ЛА}} + 10 \lg \cdot 2 \cdot \pi \cdot R_{\text{min}}^2 ; \quad (156)$$

Минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории:

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{\text{ПАС}} - \text{ДУ}_{\text{ЛА}})}}{2 \cdot \pi}} ; \quad (157)$$

$$R_{\text{min}} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (82,01 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 28,27 \text{ м.}$$

Следовательно, любое $R \geq R_{\text{min}}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей территории к подстанции. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\text{min}} = L_{\text{СЗЗ}}$ санитарно – защитная зона.

7.3 Чрезвычайные ситуации

В данном пункте рассмотрим виды пожарной техники на ОРУ 35 кВ. В качестве примера ЧС рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная безопасность должна обеспечивать безопасность людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [1].

Система предотвращения пожара включает в себя целый комплекс организационных мероприятий и технических средств, которые нацелены на

исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара может достигаться: ликвидацией возникновения горючей среды; ликвидацией возникновения в горючей среде или внедрения в горючую среду источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Существуют различные устройства противопожарных преград распространения пожара - стены, защитных полосы, навесы и др.; устройства аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях [1].

Большое влияние в обеспечении пожарной безопасности возлагается на противопожарные преграды. Противопожарные преграды осуществляют ограничение распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 35 кВ:

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ, подразделяется на следующие группы:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии распространены установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Самым распространенным из них является тушение пожара водой, так как менее затратно. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты горящих веществ [12].

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают:

- химические пенные;
- газовые углекислотные;
- порошковые;
- специальные огнетушители [12].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [12].

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована [1].

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители

разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20 °С.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева [1].

К основным причинам воспламенения можно отнести короткие замыкания, электрические искры, дуги и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание должен доложить о возгорание в пожарную охрану, а также старшему по смене энергообъекта, после чего следует приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене должен установить место возгорания или пожара, оценить возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, которые оказались в зоне возгорания или пожара.

3) После установления источника пожара старший по смене должен проверить включение автоматической или стационарной системы пожаротушения, обеспечить персонал и пожарное подразделение безопасными условиями для ликвидации пожара. Назначить ответственного для встречи с пожарной службой, хорошо знающего расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Старший по смене на энергопредприятии является руководителем тушения до прибытия пожарной службы. После старшим по тушению является уже старший командир, прибывшей пожарной бригады.

5) В случае, если горит оборудование, то осуществление отключения присоединения, где горит оборудование может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего должностного лица, но с последующим уведомлением вышестоящего должностного лица о произведенном отключении.

6) Пожарные бригады приступают к ликвидации пожара после инструктажа, которое проводит старший из технического персонала.

7) Работа пожарной бригады по ликвидации пожара осуществляется с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению ТБ.

8) Запрещено проникновение личного состава пожарной бригады за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

При ликвидации пожара для трансформаторов выше 63 МВА на подстанции возможна установка автоматической системы пожаротушения распыленной водой.

Чтобы ограничить пожар в случае загорания масла под трансформатором необходимо оборудовать специальную маслоприемную яму, покрыть ее решеткой и сверху насыпать гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Электрооборудование, находящееся близко от источника возгорания, необходимо защитить от перегрева (лучше всего распыленной водой). Чтобы не допустить увеличение площади пожара, горячее масло запрещено тушить компактными водяными струями.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях необходимо сначала снять с них напряжение, и только потом тушить пожар.

Если невозможно осуществить тушение без снятия напряжения, прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещено.

Чтобы обеспечить взрывобезопасность в аккумуляторном помещении необходимо осуществлять принудительную вентиляцию с резервом оборудования, а также устанавливать электродвигатели вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении [13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы путем прогнозирования электрических нагрузок и определения параметров режима электрической сети, была произведена реконструкция электрической сети в Сковородинском районе Амурской области на перспективу (через 6 лет). Реконструкция заключалась в смене маломощного оборудования подстанции на более мощное с переводом напряжения с 35/6 кВ на 35/10. Этому предшествовали расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка основного электрического оборудования, установленного на ВН и НН подстанции Невер. Также было выбрано компенсирующее устройство для подстанции Инагли с целью регулирования напряжения в режиме максимальных нагрузок.

Были рассчитаны грозоупорность ВЛ Невер – Линеинвя, заземление и молниезащита подстанции Невер.

Для защиты трансформатора при аварийных ситуациях была выбрана микропроцессорная защита в виде шкафа защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производителем которого является ООО «НПП «ЭКРА».

Был произведен экономический расчет капиталовложений, издержек и окупаемости проекта.

В разделе безопасность и экологичность были рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации КРУ и коммутационных аппаратов. Произведен расчет уровня шума, создаваемого новыми трансформаторами ТМН-3200/35.

Исходя из проделанных расчетов, анализа состояния электрических сетей до и после реконструкции, можно привести следующие выводы:

1) На данный момент электроснабжение потребителей проводится при допустимой загрузке оборудования. Но через 6 лет в данном районе

потребуется реконструкция для надежного обеспечения электроэнергией потребителей.

2) Оборудование на подстанции Невер отвечает современным требованиям надежности.

3) Оборудование на ЛЭП и ПС обеспечено защитой грозозащитных тросов и молниеотводами от разрушительных действий грозовых перенапряжений.

4) Противоаварийная автоматика обеспечивает защиту эксплуатируемого оборудования в случае возникновения аварийных ситуаций.

5) При эксплуатации оборудования подстанции, а также при нахождении на ПС обеспечивается безопасность проведения работ. В районе подстанции соблюдаются санитарно-гигиенические требования по уровню шума.

6) Расчет капиталовложений, издержек и дохода от реконструкции и эксплуатации подстанции Невер показал, что проектная окупаемость составила 6,5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ГОСТ 12.4.009-83 Государственный стандарт СССР. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.– 24 с
- 2 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 5 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 7 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
- 8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.
- 9 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 10 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.

11 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.

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

13 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

14 Приказ Минэнерго России № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» от 23.06.2015 г.

15 Приказ Минэнерго России № 174 «Об утверждении схемы и программы развития единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» от 28.02.2019 г.

16 Приказ Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области № 149 –пр/э «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей Амурской области на 2019 год» от 11.12.2018 г.

17 Паспорт района Амурская область Сковородинский район, 2013. – 36 с.

18 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

19 Савина, Н.В. Системы электроснабжения. Учебно-методическое пособие / Н.В Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 124 с.

20 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

21 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.

22 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018 – 2022 годов, 2018г. – 159 с.

23 Тупов В.Б. Охрана окружающей среды от шума в энергетике / В.Б. Тупов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 192 с.

24 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

25 ШЭ2607 148 ООО «НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014. – Режим доступа: <https://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv/1017-she2607-148.html> / дата обращения 02.06.2019.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов и выбор силового оборудования

Спрогнозированные нагрузки

$P_{\text{срНев}} := 3.557$	МВт	$P_{\text{эфНев}} := 5.086$	МВт	$P_{\text{maxНев}} := 4.743$	МВт
$P_{\text{срСол}} := 2.88$	МВт	$P_{\text{эфСол}} := 3.315$	МВт	$P_{\text{maxСол}} := 3.849$	МВт
$P_{\text{срПром}} := 0.86$	МВт	$P_{\text{эфПром}} := 0.99$	МВт	$P_{\text{maxПром}} := 1.16$	МВт
$P_{\text{срУркан}} := 0.373$	МВт	$P_{\text{эфУркан}} := 0.435$	МВт	$P_{\text{maxУркан}} := 0.497$	МВт
$P_{\text{срИн}} := 4.47$	МВт	$P_{\text{эфИн}} := 5.167$	МВт	$P_{\text{maxИн}} := 5.5$	МВт
$P_{\text{срЛин}} := 6.92$	МВт	$P_{\text{эфЛин}} := 7.98$	МВт	$P_{\text{maxЛин}} := 9.24$	МВт
$Q_{\text{срНев}} := 1.423$	Мвар	$Q_{\text{эфНев}} := 1.63$	Мвар	$Q_{\text{maxНев}} := 1.895$	Мвар
$Q_{\text{срСол}} := 0.738$	Мвар	$Q_{\text{эфСол}} := 0.852$	Мвар	$Q_{\text{maxСол}} := 0.993$	Мвар
$Q_{\text{срПром}} := 0.344$	Мвар	$Q_{\text{эфПром}} := 0.39$	Мвар	$Q_{\text{maxПром}} := 0.464$	Мвар
$Q_{\text{срУркан}} := 0.186$	Мвар	$Q_{\text{эфУркан}} := 0.217$	Мвар	$Q_{\text{maxУркан}} := 0.248$	Мвар
$Q_{\text{срИнаг}} := 0.188$	Мвар	$Q_{\text{эфИнаг}} := 0.217$	Мвар	$Q_{\text{maxИн}} := 0.3$	Мвар
$Q_{\text{срЛин}} := 2.768$	Мвар	$Q_{\text{эфЛин}} := 3.192$	Мвар	$Q_{\text{maxЛин}} := 3.696$	Мвар

Протяженность ЛЭП:

$l_{\text{Сков_Нев}} := 13.8$	км	$l_{\text{отп3_Пром}} := 0.03$	км
$l_{\text{Нев_отп1}} := 3.8$	км	$l_{\text{отп3_Сол}} := 26.3$	км
$l_{\text{отп1_отп2}} := 1.5$	км	$l_{\text{Сол_Уркан}} := 9.2$	км
$l_{\text{отп2_отп3}} := 3.06$	км	$l_{\text{Сол_Инаг}} := 8.8$	км

Расчет параметров схемы замещения

Расчет сопротивлений, проводимостей линий.

$r_{0.150} := 0.198$	Ом/км	$r_{0.50} := 0.57$	Ом/км
$x_{0.150} := 0.406$	Ом/км	$x_{0.50} := 0.59$	Ом/км
$r_{0.70} := 0.428$	Ом/км	$r_{0.95} := 0.306$	Ом/км
$x_{0.70} := 0.432$	Ом/км	$x_{0.95} := 0.421$	Ом/км
$r_{0.120} := 0.249$	Ом/км		
$x_{0.120} := 0.416$	Ом/км		
$R_{\text{Нев_отп1}} := l_{\text{Нев_отп1}} \cdot r_{0.95} = 1.163$	Ом	$X_{\text{Нев_отп1}} := l_{\text{Нев_отп1}} \cdot x_{0.95} = 1.6$	Ом
$R_{\text{отп1_отп2}} := l_{\text{отп1_отп2}} \cdot r_{0.120} = 0.373$	Ом	$X_{\text{отп1_отп2}} := l_{\text{отп1_отп2}} \cdot x_{0.120} = 0.624$	Ом
$R_{\text{отп2_отп3}} := l_{\text{отп2_отп3}} \cdot r_{0.150} = 0.606$	Ом	$X_{\text{отп2_отп3}} := l_{\text{отп2_отп3}} \cdot x_{0.150} = 1.242$	Ом
$R_{\text{отп3_Пром}} := l_{\text{отп3_Пром}} \cdot r_{0.150} = 0.006$	Ом	$X_{\text{отп3_Пром}} := l_{\text{отп3_Пром}} \cdot x_{0.150} = 0.012$	Ом
$R_{\text{отп3_Сол}} := l_{\text{отп3_Сол}} \cdot r_{0.150} = 5.207$	Ом	$X_{\text{отп3_Сол}} := l_{\text{отп3_Сол}} \cdot x_{0.150} = 10.678$	Ом
$R_{\text{Сол_Уркан}} := l_{\text{Сол_Уркан}} \cdot r_{0.70} = 3.938$	Ом	$X_{\text{Сол_Уркан}} := l_{\text{Сол_Уркан}} \cdot x_{0.70} = 3.974$	Ом
$R_{\text{Сол_Инаг}} := l_{\text{Сол_Инаг}} \cdot r_{0.70} = 3.766$	Ом	$X_{\text{Сол_Инаг}} := l_{\text{Сол_Инаг}} \cdot x_{0.70} = 3.802$	Ом
$R_{\text{Сков_Нев}} := \frac{(l_{\text{Сков_Нев}} \cdot r_{0.150})}{2} = 1.366$	Ом	$X_{\text{Сков_Нев}} := \frac{(l_{\text{Сков_Нев}} \cdot x_{0.150})}{2} = 2.80$	Ом

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов и выбор силового оборудования

Трансформаторы до реконструкции:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{тр.Нев1}} &:= 1.6 & S_{\text{тр.Уркан1}} &:= 3.2 & S_{\text{тр.Пром}} &:= 1 \\
 S_{\text{тр.Нев2}} &:= 2.5 & S_{\text{тр.Уркан2}} &:= 1.8 \\
 S_{\text{тр.Сол}} &:= 6.3 & S_{\text{тр.Ин}} &:= 4
 \end{aligned}$$

$$Q_{\text{нескНев}} := 1.8 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескУркан}} := 0.4 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескСол}} := 1.4 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескПром}} := 0.2 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескИн}} := 0.2 \quad \text{Мвар}$$

$$Q_{\text{нескЛин}} := 0.6 \quad \text{Мвар}$$

$$k_{3\text{Лин}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срЛин}}^2 + Q_{\text{нескЛин}}^2}}{S_{\text{тр.Лин}} \cdot n} = 0.496$$

$$k_{3\text{Нев}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срНев}}^2 + Q_{\text{нескНев}}^2}}{S_{\text{тр.Нев1}} + S_{\text{тр.Нев2}}} = 0.97$$

$$k_{3\text{Уркан}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срУркан}}^2 + Q_{\text{нескУркан1}}^2}}{S_{\text{тр.Уркан1}} + S_{\text{тр.Уркан2}}} = 0.08$$

$$k_{3\text{Сол}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСол}}^2 + Q_{\text{нескСол}}^2}}{S_{\text{тр.Сол}} \cdot n} = 0.3$$

$$k_{3\text{Пр}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срПром}}^2 + Q_{\text{нескПром}}^2}}{S_{\text{тр.Пром}} \cdot n} = 0.4$$

$$k_{3\text{Ин}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срИн}}^2 + Q_{\text{нескИн}}^2}}{S_{\text{тр.Ин}} \cdot n} = 0.56$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{\text{Лин}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срЛин}}^2 + Q_{\text{нескЛин}}^2}}{S_{\text{тр.Лин}}} = 0.9$$

$$k_{\text{Сол}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срСол}}^2 + Q_{\text{нескСол}}^2}}{S_{\text{тр.Сол}}} = 0.43$$

$$k_{\text{Уркан}} := \frac{\sqrt{0.3^2 + 0.4^2}}{S_{\text{тр.Уркан1}}} = 0.2$$

$$k_{\text{Нев}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срНев}}^2 + Q_{\text{нескНев}}^2}}{S_{\text{тр.Нев1}}} = 2.49$$

Заменяем Трансформаторы на ПС Невер на ТМ-3200/35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов и выбор силового оборудования

$$S_{\text{тр.Нев}} := 3.2$$

$$k_{\text{заНев}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срНевз}}^2 + Q_{\text{нескНев}}^2}}{S_{\text{тр.Нев}}^2} = 0.52$$

Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора:

$$k_{\text{заНев}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срНевз}}^2 + Q_{\text{нескНев}}^2}}{S_{\text{тр.Нев}}} = 1.04$$

Следовательно, трансформаторы выбраны верно.

Расчет сопротивлений, проводимостей трансформаторов и коэффициентов трансформации.

Невер

до реконструкции

ТМ- 1600/35

$$S_{\text{T1.6}} := 1.6 \quad \text{МВА} \quad K_{\text{T35.6}} := 0.18$$

$$U_{\text{ВНТ1.6}} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{\text{x1.6}} := 17.6 \quad \text{кВАр}$$

$$R_{1.6} := 11.2 \quad \text{Ом}$$

$$X_{1.6} := 49.2 \quad \text{Ом}$$

$$B_{1.6} := \frac{\Delta Q_{\text{x1.6}} 10^3}{U_{\text{ВНТ1.6}}^2} = 14.367 \quad \text{мкСм}$$

ТМ- 2500/35

$$S_{\text{T2.5}} := 2.5 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{ВНТ2.5}} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{\text{x2.5}} := 27.5 \quad \text{кВАр}$$

$$R_{2.5} := 4.6 \quad \text{Ом}$$

$$X_{2.5} := 31.9 \quad \text{Ом}$$

$$B_{2.5} := \frac{\Delta Q_{\text{x2.5}} 10^3}{U_{\text{ВНТ2.5}}^2} = 22.449 \quad \text{мкСм}$$

Уркан

ТМ- 3200/35

ТМ- 1800/35

$$S_{\text{T1.8}} := 1.8 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{ВНТ1.8}} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$P_{\text{хя1.8}} := 8.3 \quad \text{кВт}$$

после реконструкции

$$\text{ТМ- 3200/35} \quad K_{\text{T35.10}} := 0.34$$

$$S_{\text{T3.2}} := 3.2 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{ВНТ3.2}} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$P_{\text{хя3.2}} := 11.5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{кз3.2}} := 37 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{кзт3.2}} := 7 \quad \%$$

$$I_{\text{хх3.2}} := 4.5 \quad \%$$

$$R_{3.2} := \frac{P_{\text{кз3.2}} U_{\text{ВНТ3.2}}^2}{S_{\text{T3.2}}^2 \cdot 10^3} = 4.426 \quad \text{Ом}$$

$$X_{3.2} := \frac{U_{\text{кзт3.2}} U_{\text{ВНТ3.2}}^2}{S_{\text{T3.2}} 100} = 26.797 \quad \text{Ом}$$

$$B_{3.2} := \frac{I_{\text{хх3.2}}^3 3200 10^3}{100 U_{\text{ВНТ3.2}}^2} = 117.551 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов и выбор силового оборудования

$$P_{кз1.8} := 24 \quad \text{кВт}$$

$$U_{кзт1.8} := 6.5 \quad \%$$

$$I_{хх1.8} := 5 \quad \%$$

$$R_{1.8} := \frac{P_{кз1.8} U_{ВНт1.8}^2}{S_{т1.8}^2 \cdot 10^3} = 9.074 \quad \text{Ом}$$

$$X_{3.2} := \frac{U_{кзт1.8} U_{ВНт1.8}^2}{S_{т1.8} \cdot 100} = 44.236 \quad \text{Ом}$$

$$B_{3.2} := \frac{I_{хх1.8} 1800 \cdot 10^3}{100 U_{ВНт1.8}^2} = 73.469 \quad \text{мкСм}$$

ПС Промежуточная

ТМ- 1000/35 $K_{т35.10} := 0.34$

$$S_{т1} := 1 \quad \text{МВА}$$

$$U_{ВНт1} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{x1} := 22.4 \quad \text{кВАр}$$

$$R_1 := 8.6 \quad \text{Ом}$$

$$X_1 := 49.8 \quad \text{Ом}$$

$$B_1 := \frac{\Delta Q_{x1} 10^3}{U_{ВНт1}^2} = 18.286 \quad \text{мкСм}$$

ПС Соловьевск

ТМ- 6300/35 $K_{т35.6} := 0.18$

ТМН- 6300/35

$$S_{т6.3} := 6.3 \quad \text{МВА}$$

$$U_{ВНт6.3} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{x6.3} := 56.7 \quad \text{кВАр}$$

$$R_{6.3} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$X_{6.3} := 14.6 \quad \text{Ом}$$

$$B_{6.3} := \frac{\Delta Q_{x6.3} 10^3}{U_{ВНт6.3}^2} = 46.286 \quad \text{мкСм}$$

ПС Уркан

ТМ- 3200/35

ТМ- 1800/35

$$K_{т35.6} := 0.18$$

ПС Линейная

ТМ- 4000/35

$$K_{т35.10} := 0.34$$

ТМН- 4000/35

$$S_{т4} := 4 \quad \text{МВА}$$

$$U_{ВНт4} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{x4} := 40 \quad \text{кВАр}$$

$$R_4 := 2.6 \quad \text{Ом}$$

$$X_4 := 23 \quad \text{Ом}$$

$$B_4 := \frac{\Delta Q_{x4} 10^3}{U_{ВНт4}^2} = 32.653 \quad \text{мкСм}$$

ПС Инагли

ТМ- 4000/35

$$K_{т35.6} := 0.18$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП, трансформаторов и выбор силового оборудования

ПС Сковородино

АТДЦТН 63000/220

$S_{T63} := 63$ МВА	$R_{B63} := 1.4$ Ом	$X_{B63} := 104$ Ом	$K_{TBH} := 1$
$U_{BH763} := 230$ кВ	$R_{C63} := 1.4$ Ом	$X_{C63} := 0$ Ом	$K_{TCH} := 0.526$
$U_{CH763} := 121$ кВ	$R_{H63} := 1.4$ Ом	$X_{H63} := 195$ Ом	$K_{THH} := 0.160$
$U_{HH763} := 38.5$ кВ			$B_{63} := 6$ мкСм

ТДТН- 25000/110

$S_{T25} := 25$ МВА	$R_{B25} := 1.5$ Ом	$X_{B25} := 56.9$ Ом	$K_{TBH25} := 1$
$U_{BH725} := 121$ кВ	$R_{C25} := 1.5$ Ом	$X_{C25} := 0$ Ом	$K_{TCH25} := 0.318$
$U_{CH725} := 38.5$ кВ	$R_{H25} := 1.5$ Ом	$X_{H25} := 35.7$ Ом	$K_{THH25} := 0.091$
$U_{HH725} := 11$ кВ			$B_{25} := 13.2$ мкСм

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим максимальных нагрузок до реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сквородино	220	1	263.6	138.9	315.3	282.0	230.0			2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1									221.85	-2.97	0.84
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110	2	28.7	1.4							116.61	-2.98	6.01
Нагр	3	ННАТ1	35	3								16,000.0	33.26	-2.91	- 4.97
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1									221.85	-3.01	0.84
Нагр	5	ННАТ2	35	3									36.00	-3.01	2.86
Нагр	13	нейтральТ3	110	2									113.70	-5.75	3.37
Нагр	6	СНТ3	35	3	1.0	0.2							36.85	-5.72	5.30
Нагр	7	ННТ3	10	4									10.13	-5.75	1.30
Нагр	14	нейтральТ4	110	2									113.70	-5.76	3.37
Нагр	8	СНТ4	35	3									36.85	-5.72	5.29
Нагр	9	ННТ4	10	4									10.13	-5.75	1.30
Нагр	10	ВН Невер	35	3									36.06	-6.73	3.04
Нагр	101	ВН Невер	35	3									36.06	-6.73	3.04
Нагр	15	НН Невер1	6	5	1.5	0.6							6.26	-9.88	4.34
Нагр	16	НН Невер2	6	5	2.3	0.9							6.26	-9.88	4.34
Нагр	17	ВН Линейная	35	3									35.07	-7.27	0.20
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	3.7	1.5							10.14	- 11.23	1.38
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	3.7	1.5							10.14	- 11.23	1.38
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3									35.12	-7.93	0.35
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	0.9	0.4							10.40	-9.98	3.97
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3									32.98	- 11.82	- 5.78
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	2.4	0.6							5.83	- 12.99	- 2.78
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.7	0.2							5.83	- 12.99	- 2.78
Нагр	25	ВН Уркан	35	3									32.88	- 11.82	- 6.06
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.2	0.1							5.90	- 12.08	- 1.69
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.2	0.1							5.88	- 12.24	- 1.94
Нагр	28	ВН Инагли	35	3									32.32	- 12.66	- 7.67
Нагр	29	НН Инагли	6	5	4.8	0.2							5.69	- 18.84	- 5.24
Нагр	30	Отп1	35	3									35.58	-7.25	1.66
Нагр	31	Отп2	35	3									35.41	-7.47	1.18
Нагр	32	Отп3	35	3									35.12	-7.93	0.35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Трансформаторы

Название	Марка	Тип	N _B	N _C	N _H	N ₀
АТ1	АТДЦТН-63000/220-230/121/38,	АТ	1	2	3	11
АТ2	АТДЦТН-63000/220-230/121/38,5	АТ	1	2	5	12
Т3	ТДТН-25000/110-115/38,5/11	3х-обм	2	6	7	13
Т4	ТДТН-25000/110-115/38,5/11	3х-обм	4	8	9	14
Невер1	ТМ 1600/35/6	2х-обм	10		15	
Невер2	ТМ 2500/35/6	2х-обм	101		16	
Промежуточная	ТМН 1000/35/10	2х-обм	20		21	
Соловьевск1	ТМ 6300/35/6	2х-обм	22		23	
Соловьевск2	ТМН 6300/35/6	2х-обм	22		24	
Уркан1	ТМ 3200/35/6	2х-обм	25		26	
Уркан2	ТМ 1800/35/6	2х-обм	25		27	
Инагли	ТМ 4000/35/6	2х-обм	28		29	
Линейная1	ТМ 4000/35/10	2х-обм	17		18	
Линейная2	ТМН 4000/35/10	2х-обм	17		19	

Анцапфы

N _{bd}	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V _{нр}	V _{рег}	N _{анц}	Шаг	N _{анц}	Шаг
1	Промежуточная	%	+	РПН	ВН	1	35.0	10.0	6	- 1.500	6	1.500
3	Линейная	%	+	РПН	ВН	1	35.0	10.0	6	- 1.500	6	1.500
2	Соловьевск	%	+	РПН	ВН	1	35.0	6.0	6	- 1.500	6	1.500
5	АТ	%	+	РПН	ВН	1	220.0	35.0	6	- 2.000	6	2.000
4	ТР	%	+	РПН	ВН	1	110.0	10.0	6	- 2.000	6	2.000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	11	ВН Сковородино - нейтральАТ 1	1.40	104.0 0	6.0	1.00 0			-26	-19	80	
Тр-р	11	2	нейтральАТ 1 - СНАТ1- ВНТЗ	1.40			0.52 6			-26	3	67	
Тр-р	11	3	нейтральАТ 1 - ННАТ1	2.80	195.6 0		0.16 2	6	5	0	-19	50	
Тр-р	1	12	ВН Сковородино - нейтральАТ 2	1.40	104.0 0	6.0	1.00 0			-26	-19	80	
Тр-р	12	2	нейтральАТ 2 - СНАТ1- ВНТЗ	1.40			0.52 6			-26	-16	80	
Тр-р	12	5	нейтральАТ 2 - ННАТ2	2.80	195.6 0		0.16 2	6	5	0	0	0	
Тр-р	2	13	СНАТ1- ВНТЗ - нейтральТЗ	1.50	56.90	13. 2	1.00 0			-11	-6	64	
Тр-р	13	6	нейтральТЗ - СНТЗ	1.50			0.32 5			-11	-5	64	
Тр-р	13	7	нейтральТЗ - ННТЗ	1.50	35.70		0.08 9	8	4	0	0	0	
Тр-р	2	14	СНАТ1- ВНТЗ - нейтральТ4	1.50	56.90	13. 2	1.00 0			-11	-6	64	
Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.32 5			-11	-5	64	
Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.08 9	8	4	0	0	0	
Выкл	6	8	СНТЗ - СНТ4							-10	-5	181	
Выкл	7	9	ННТЗ - ННТ4							0	0	0	
ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-11	-5	189	41.9
ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-11	-5	189	41.9
Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.2 0	49.20	14. 4	0.18 0			-2	-1	27	
Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22. 4	0.18 0			-2	-1	42	
Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2							0	0	7	
ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13					-8	-4	139	66.3
Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32. 6	0.31 4			-4	-4	91	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.6 0	23.0 0	32.6	0.29 0	6	3	-4	0	60	
Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2							0	-2	107	
ЛЭП	101	30	ВН Невер - линия	1.1 6	1.60					-10	-4	170	54.9
ЛЭП	30	31	линия - линия	0.3 7	0.62					-10	-4	170	43.6
ЛЭП	31	32	линия - линия	0.6 1	1.24					-10	-4	170	37.8
ЛЭП	32	20	линия - ВН Промежуточная	0.0 1	0.01					-1	0	17	3.8
Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.6 0	49.8 0	18.3	0.30 3	3	1	-1	0	17	
ЛЭП	32	22	линия - ВН Соловьевск	5.2 1	10.6 8					-9	-3	153	34.0
Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.4 0	14.6 0	46.3	0.18 0			-2	-1	35	
Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.4 0	14.6 0	46.3	0.17 7	5	2	-2	0	27	
Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2							1	0	93	
ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.9 3	4.00					0	0	10	3.8
Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.4 0	26.8 0	117. 5	0.18 0			0	0	5	
Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.1 0	44.2 0	73.5	0.18 0			0	0	5	
Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.7 7	3.80					-5	-1	88	33.2
Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.6 0	23.0 0	32.6	0.18 0			-5	-1	88	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Доп_25	Доп_расч	I/I_dop
8	10	СНТ4 - ВН Невер	189	189	ВН	450.0	450.0	41.9
8	101	СНТ4 - ВН Невер	189	189	ВН	450.0	450.0	41.9
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	139	139	ВН	210.0	210.0	66.3
101	30	ВН Невер – отп1	170	170	ВН	310.0	310.0	54.9
30	31	отп1 – отп2	170	170	ВН	390.0	390.0	43.6
31	32	Отп2 – отп3	170	170	ВН	450.0	450.0	37.8
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	17	17	ВН	450.0	450.0	3.8
32	22	Отп3- ВН Соловьевск	153	153	ВН	450.0	450.0	34.0
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	10	10	ВН	265.0	265.0	3.8
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	88	88	ВН	265.0	265.0	33.2

Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр- р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр- р	Q_XX_тр	dQ_Ш- нт
220	0.12		0.12		6.04		5.41	0.63	105.80
110	0.07		0.07		1.75		1.39	0.36	
35	1.33	1.11	0.22	0.00	4.16	1.92	1.75	0.49	17.70
10					0.00				
6					0.00				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим минимальных нагрузок до реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V_ш	V	Delta	dV	Тип	Номер
База	1	ВН Сковородино	220	1	126.3	92.4	147.4	236.1	230.0	2,000.0	230.00		4.55	База	1
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1							221.57	-1.19	0.71	Нагр	11
Нагр	2	СНАТ1-ВНТЗ	110	2	12.3	0.7					116.51	-1.19	5.92	Нагр	2
Нагр	3	ННАТ1	35	3						16,000.0	35.38	-1.11	1.10	Нагр	3
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1							221.57	-1.22	0.71	Нагр	12
Нагр	5	ННАТ2	35	3							36.66	-1.22	4.74	Нагр	5
Нагр	13	нейтральТЗ	110	2							113.38	-2.00	3.08	Нагр	13
Нагр	6	СНТЗ	35	3	0.5	0.1					36.80	-2.21	5.14	Нагр	6
Нагр	7	ННТЗ	10	4							10.11	-2.25	1.10	Нагр	7
Нагр	14	нейтральТ4	110	2							113.50	-2.47	3.18	Нагр	14
Нагр	8	СНТ4	35	3							36.80	-2.21	5.15	Нагр	8
Нагр	9	ННТ4	10	4							10.11	-2.25	1.09	Нагр	9
Нагр	10	ВН Невер	35	3							36.46	-2.53	4.17	Нагр	10
Нагр	101	ВН Невер	35	3							36.46	-2.53	4.17	Нагр	10
Нагр	15	НН Невер1	6	5	0.5	0.2					6.49	-3.57	8.19	Нагр	15
Нагр	16	НН Невер2	6	5	0.8	0.3					6.49	-3.57	8.19	Нагр	16
Нагр	17	ВН Линейная	35	3							35.97	-2.55	2.77	Нагр	17
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	1.3	0.5					10.05	-3.90	0.45	Нагр	18
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	1.3	0.5					10.05	-3.90	0.45	Нагр	19
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3							36.10	-2.89	3.13	Нагр	20
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	0.3	0.1					10.39	-3.56	3.92	Нагр	21
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3							35.16	-4.01	0.45	Нагр	22
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	0.8	0.2					5.89	-4.39	-1.83	Нагр	23
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.3	0.1					5.89	-4.39	-1.83	Нагр	24
Нагр	25	ВН Уркан	35	3							35.10	-3.99	0.28	Нагр	25
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.1	0.0					6.31	-4.11	5.17	Нагр	26
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.1	0.0					6.30	-4.18	5.07	Нагр	27
Нагр	28	ВН Инагли	35	3							34.96	-4.28	-0.12	Нагр	28
Нагр	29	НН Инагли	6	5	1.7	0.1					6.26	-6.10	4.30	Нагр	29
Нагр	30	Отп1	35	3							36.28	-2.68	3.65	Нагр	30
Нагр	31	Отп2	35	3							36.21	-2.74	3.46	Нагр	31
Нагр	32	Отп3	35	3							36.10	-2.89	3.14	Нагр	32

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	Промежуточная	%	+	РПН	ВН	1	35.0	10.0	6	- 1.500	6	1.500
3	Линейная	%	+	РПН	ВН	1	35.0	10.0	6	- 1.500	6	1.500
2	Соловьевск	%	+	РПН	ВН	1	35.0	6.0	6	- 1.500	6	1.500
5	АТ	%	+	РПН	ВН	1	220.0	35.0	6	- 2.000	6	2.000
4	ТР	%	+	РПН	ВН	1	110.0	10.0	6	- 2.000	6	2.000

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр
Тр-р	1	11	ВН Сковородин о - нейтральАТ 1	1.40	104.0 0	6.0	1.000			-10	-19	54	
Тр-р	11	2	нейтральАТ 1 - СНАТ1- ВНТЗ	1.40			0.526			-10	4	29	
Тр-р	11	3	нейтральАТ 1 - ННАТ1	2.80	195.6 0		0.175	2	5	0	-22	57	
Тр-р	1	12	ВН Сковородин о - нейтральАТ 2	1.40	104.0 0	6.0	1.000			-11	-19	55	
Тр-р	12	2	нейтральАТ 2 - СНАТ1- ВНТЗ	1.40			0.526			-11	-18	54	
Тр-р	12	5	нейтральАТ 2 - ННАТ2	2.80	195.6 0		0.165	5	5	0	0	0	
Тр-р	2	13	СНАТ1- ВНТЗ - нейтральТЗ	1.50	56.90	13. 2	1.000			-3	-7	36	
Тр-р	13	6	нейтральТЗ - СНТЗ	1.50			0.325			0	33	167	
Тр-р	13	7	нейтральТЗ - ННТЗ	1.50	35.70		0.100	2	4	-3	-39	199	
Тр-р	2	14	СНАТ1- ВНТЗ - нейтральТ4	1.50	56.90	13. 2	1.000			-5	-6	41	
Тр-р	14	8	нейтральТ 4 - СНТ4	1.5 0			0.32 5			-8	-38	196	
Тр-р	14	9	нейтральТ 4 - ННТ4	1.5 0	35.70		0.08 2	12	4	3	32	163	
Вык л	6	8	СНТЗ - СНТ4							0	33	518	
Вык л	7	9	ННТЗ - ННТ4							-3	-35	1,98 6	
ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.3 7	2.80					-4	-3	73	16. 3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_тах	I_загр.
ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-4	-3	73	16.3
Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.20	49.20	14.4	0.180			-1	0	9	
Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22.4	0.180			-1	0	14	
Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2							0	0	1	
ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13					-3	-3	65	30.9
Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314			-2	-6	102	
Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.264	12	3	-1	3	55	
Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2							0	-4	220	
ЛЭП	101	30	ВН Невер - отп1	1.16	1.60					-3	-2	61	19.6
ЛЭП	30	31	отп1 - отп2	0.37	0.62					-3	-2	61	15.6
ЛЭП	31	32	Отп2 - отп3	0.61	1.24					-3	-2	61	13.5
ЛЭП	32	20	Отп3 - ВН Промежуточная	0.01	0.01					0	0	6	1.4
Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.290	6	1	0	0	6	
ЛЭП	32	22	Отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-3	-2	57	12.7
Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-1	-6	97	
Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.159	12	2	0	5	78	
Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2							0	-5	504	
ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00					0	0	6	2.3
Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			0	0	3	
Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			0	0	3	
Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80					-2	0	28	10.6
Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-2	0	28	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр- р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр- р	Q_XX_тр	dQ_Ш- нт
220	0.07		0.07		4.35		3.72	0.63	105.80
110	0.61		0.61	0.00	7.91		7.55	0.36	
35	0.35	0.17	0.18	0.00	2.52	0.28	1.68	0.55	20.03
10					0.00				
6					0.00				

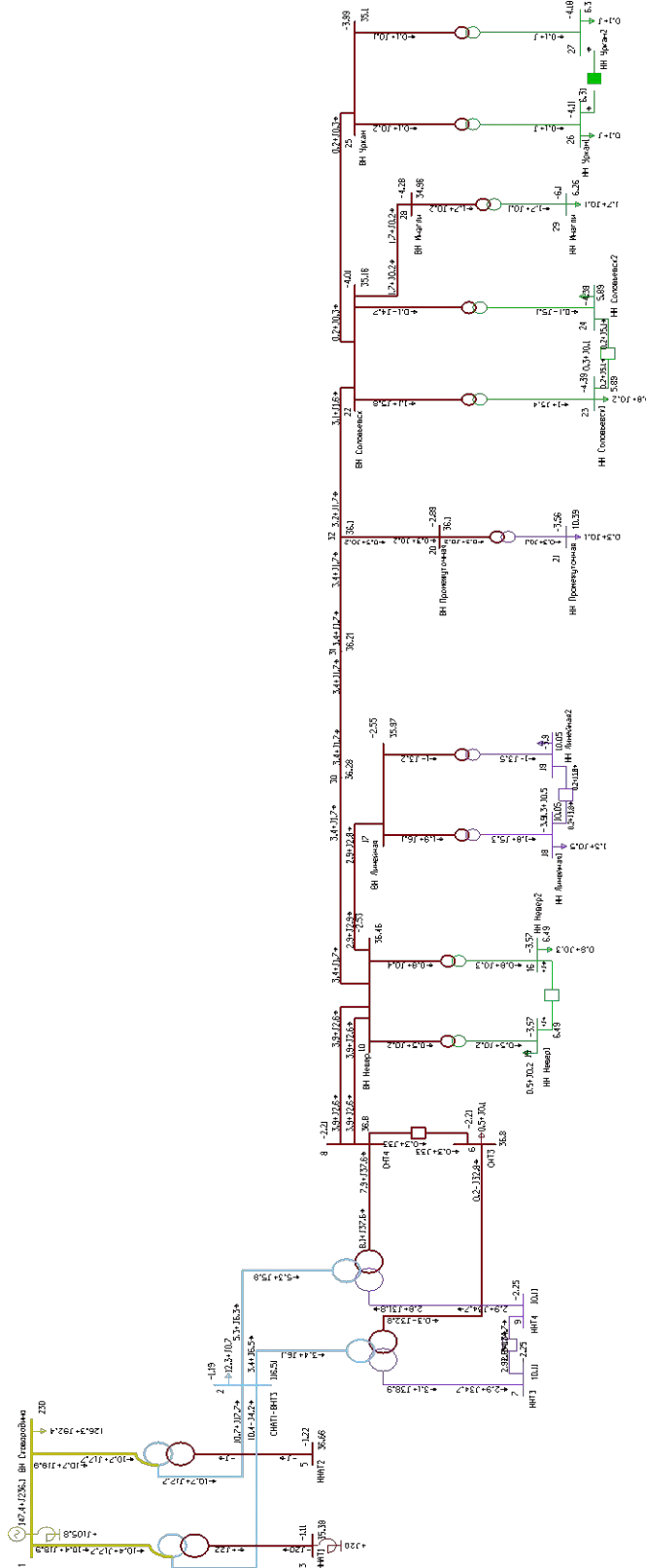
Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_доп
8	10	СНТ4 - ВН Невер	73	73	ВН	450.0	450.0	16.3
8	101	СНТ4 - ВН Невер	73	73	ВН	450.0	450.0	16.3
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	65	65	ВН	210.0	210.0	30.9
101	30	ВН Невер – отп1	61	61	ВН	310.0	310.0	19.6
30	31	отп1 – отп2	61	61	ВН	390.0	390.0	15.6
31	32	Отп2 – отп3	61	61	ВН	450.0	450.0	13.5
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	6	6	ВН	450.0	450.0	1.4
32	22	Отп3- ВН Соловьевск	57	57	ВН	450.0	450.0	12.7
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	6	6	ВН	265.0	265.0	2.3
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	28	28	ВН	265.0	265.0	10.6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
 Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0
 Аварийный режим до реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сквородино	220	1	263.6	138.9	307.2	275.3	230.0			2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1									223.29	-2.49	1.50
Нагр	2	СНАТ1-ВНТЗ	110	2	28.7	1.4							117.38	-2.50	6.71
Нагр	3	ННАТ1	35	3								16,000.0	33.48	-2.43	- 4.36
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1									223.30	-2.52	1.50
Нагр	5	ННАТ2	35	3									36.23	-2.52	3.53
Нагр	13	нейтральТЗ	110	2									115.84	-4.24	5.31
Нагр	6	СНТЗ	35	3	1.0	0.2							37.56	-4.22	7.33
Нагр	7	ННТЗ	10	4									10.32	-4.24	3.20
Нагр	14	нейтральТ4	110	2									115.84	-4.24	5.31
Нагр	8	СНТ4	35	3									37.56	-4.22	7.33
Нагр	9	ННТ4	10	4									10.32	-4.24	3.20
Нагр	10	ВН Невер	35	3									37.11	-4.85	6.02
Нагр	101	ВН Невер	35	3									37.11	-4.85	6.02
Нагр	15	НН Невер1	6	5	1.5	0.6							6.46	-7.79	7.62
Нагр	16	НН Невер2	6	5	2.3	0.9							6.46	-7.79	7.62
Нагр	17	ВН Линейная	35	3										-7.27	
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	3.7	1.5								-11.23	
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	3.7	1.5								-11.23	
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3									36.21	-5.96	3.46
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	0.9	0.4							10.74	-7.88	7.35
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3									34.16	-9.60	- 2.40
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	2.4	0.6							6.05	-10.68	0.76
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.7	0.2							6.05	-10.68	0.76
Нагр	25	ВН Уркан	35	3									34.06	-9.59	- 2.68
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.2	0.1							6.11	-9.84	1.87
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.2	0.1							6.10	-9.98	1.64
Нагр	28	ВН Инагли	35	3									33.53	-10.38	- 4.20
Нагр	29	НН Инагли	6	5	4.8	0.2							5.91	-16.08	- 1.47
Нагр	30	Отп1	35	3									36.65	-5.34	4.70
Нагр	31	Отп2	35	3									36.49	-5.54	4.25
Нагр	32	Отп3	35	3									36.21	-5.96	3.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
 Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0
 Аварийный режим до реконструкции

Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I загр.
0	Тр-р	1	12	ВН Сковородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-22	-15	67	
0	Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526			-22	-14	67	
0	Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.162	6	5	0	0	0	
0	Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ3	1.50	56.90	13.2	1.000			-7	-3	39	
0	Тр-р	13	6	нейтральТ3 - СНТ3	1.50			0.325			-7	-3	39	
0	Тр-р	13	7	нейтральТ3 - ННТ3	1.50	35.70		0.089	8	4	0	0	0	
0	Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000			-7	-3	39	
0	Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325			-7	-3	39	
0	Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.089	8	4	0	0	0	
0	Выкл	6	8	СНТ3 - СНТ4							-6	-3	104	
0	Выкл	7	9	ННТ3 - ННТ4							0	0	0	
0	ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-7	-3	114	25.4
0	ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-7	-3	114	25.4
0	Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.20	49.20	14.4	0.180			-2	-1	26	
0	Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22.4	0.180			-2	-1	40	
0	Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2							0	0	7	
1	ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13								
1	Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314						
1	Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.290	6	3				
1	Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2										
0	ЛЭП	101	30	ВН Невер – отп1	1.16	1.60					-10	-4	162	52.3
0	ЛЭП	30	31	отп1 – отп2	0.37	0.62					-10	-3	162	41.6
0	ЛЭП	31	32	Отп2 – отп3	0.61	1.24					-10	-3	162	36.0
0	ЛЭП	32	20	Отп3- ВН Промежуточная	0.01	0.01					-1	0	17	3.7
0	Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.303	3	1	-1	0	16	
0	ЛЭП	32	22	Отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-9	-3	147	32.7
0	Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-2	-1	34	
0	Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.177	5	2	-1	0	26	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0
Аварийный режим до реконструкции

Ветви продолжение

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2							1	-1	92	
0	ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00					0	0	10	3.7
0	Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			0	0	5	
0	Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			0	0	5	
1	Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
0	ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80					-5	-1	84	31.8
0	Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-5	-1	84	
S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	1	12	ВН Сковородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-22	-15	67	
0	Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1- ВНТ3	1.40			0.526			-22	-14	67	

Потери

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	XX тр	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q XX тр	dQ Ш-нт
220	0.09		0.09		4.86		4.23	0.63	105.80
110	0.03		0.03		0.89		0.52	0.36	
35	0.81	0.70	0.11	0.00	2.57	1.27	0.86	0.44	17.93
10					0.00				
6					0.00				

Токовая загрузка ЛЭП

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
8	10	СНТ4 - ВН Невер	114	114	ВН	450.0	450.0	25.4
8	101	СНТ4 - ВН Невер	114	114	ВН	450.0	450.0	25.4
10	17	ВН Невер - ВН Линейная			ВН	210.0	210.0	
101	30	ВН Невер – отп1	162	162	ВН	310.0	310.0	52.3
30	31	отп1 – отп2	162	162	ВН	390.0	390.0	41.6
31	32	Отп2 – отп3	162	162	ВН	450.0	450.0	36.0
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	17	17	ВН	450.0	450.0	3.7
32	22	Отп3- ВН Соловьевск	147	147	ВН	450.0	450.0	32.7
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	10	10	ВН	265.0	265.0	3.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим максимальных нагрузок с учетом прогнозной нагрузки

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сковородино	220	1	327.4	172.5	391.7	301.9	230.0	2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1							225.08	-3.69	2.31
Нагр	2	СНАТ1-ВНТ3	110	2	35.6	1.7					118.29	-3.67	7.53
Нагр	3	ННАТ1	35	3						16,000.0	35.81	-3.69	2.31
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1							225.08	-3.69	2.31
Нагр	5	ННАТ2	35	3							35.81	-3.69	2.31
Нагр	13	нейтральТ3	110	2							114.39	-7.06	3.99
Нагр	6	СНТ3	35	3	1.2	0.2					37.06	-7.02	5.90
Нагр	7	ННТ3	10	4							10.61	-7.07	6.07
Нагр	14	нейтральТ4	110	2							114.39	-7.07	3.99
Нагр	8	СНТ4	35	3							37.06	-7.02	5.90
Нагр	9	ННТ4	10	4							10.61	-7.07	6.07
Нагр	10	ВН Невер	35	3							36.04	-8.25	2.98
Нагр	101	ВН Невер	35	3							36.04	-8.25	2.98
Нагр	15	НН Невер1	6	5	1.9	0.7					6.19	-12.25	3.22
Нагр	16	НН Невер2	6	5	2.9	1.2					6.19	-12.25	3.22
Нагр	17	ВН Линейная	35	3							34.82	-8.90	-0.50
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	4.6	1.8					10.12	-13.82	1.22
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	4.6	1.8					10.12	-13.82	1.22
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3							34.78	-9.69	-0.64
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	1.2	0.5					9.91	-12.40	-0.85
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3							31.87	-14.58	-8.93
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	2.9	0.7					5.75	-16.08	-4.20
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.8	0.3					5.75	-16.08	-4.20
Нагр	25	ВН Уркан	35	3							31.65	-14.63	-9.58
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.5	0.3					5.64	-15.33	-6.05
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.5	0.3					5.59	-15.76	-6.80
Нагр	28	ВН Инагли	35	3							31.06	-15.57	-9.79
Нагр	29	НН Инагли	6	3	5.5	0.3					5.41	-23.31	11.27
Нагр	30	Отп1	35	3							35.40	-8.86	1.13
Нагр	31	Отп2	35	3							35.17	-9.12	0.49
Нагр	32	Отп3	35	3							34.78	-9.69	-0.64

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	11	ВН Сквородино - нейтральАТ1	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-12	86	
Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-32	-9	86	
Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.60		0.159	7	5	0	0	0	
Тр-р	1	12	ВН Сквородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-12	86	
Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-32	-9	86	
Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.159	7	5	0	0	0	
Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТЗ	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-8	81	
Тр-р	13	6	нейтральТЗ - СНТЗ	1.50			0.325			-14	-7	80	
Тр-р	13	7	нейтральТЗ - ННТЗ	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-8	81	
Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325			-14	-7	80	
Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
Выкл	6	8	СНТЗ - СНТ4							-13	-7	229	
Выкл	7	9	ННТЗ - ННТ4							0	0	1	
ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-7	238	53.0
ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-7	238	53.0
Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.20	49.20	14.4	0.180			-2	-1	34	
Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22.4	0.180			-3	-2	53	
Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2							0	0	5	
ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13					-9	-5	170	81.1
Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314			-5	-4	97	
Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.299	4	3	-5	-1	77	
Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2							0	-1	65	
ЛЭП	101	30	ВН Невер – отп1	1.16	1.60					-13	-6	220	70.9
ЛЭП	30	31	отп1 – отп2	0.37	0.62					-12	-5	220	56.3
ЛЭП	31	32	Отп2 – отп3	0.61	1.24					-12	-5	220	48.8
ЛЭП	32	20	Отп3- ВН Промежуточная	0.01	0.01					-1	-1	22	5.0
Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.294	5	1	-1	-1	22	
ЛЭП	32	22	Отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-11	-4	197	43.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	22	23	ВН Соловьёвск - НН Соловьёвск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-2	0	33	
Тр-р	22	24	ВН Соловьёвск - НН Соловьёвск2	1.40	14.60	46.3	0.184	2	2	-2	-1	43	
Выкл	23	24	НН Соловьёвск1 - НН Соловьёвск2							1	1	144	
ЛЭП	22	25	ВН Соловьёвск - ВН Уркан	3.93	4.00					-1	-1	24	8.9
Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			-1	0	12	
Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			-1	0	12	
Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
ЛЭП	22	28	ВН Соловьёвск - ВН Инагли	3.77	3.80					-6	-1	106	40.0
Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-6	-1	106	

Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_доп
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	53.0
8	101	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	53.0
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	170	170	ВН	210.0	210.0	81.1
101	30	ВН Невер – отп1	220	220	ВН	310.0	310.0	70.9
30	31	отп1 – отп2	220	220	ВН	390.0	390.0	56.3
31	32	Отп2 – отп3	220	220	ВН	450.0	450.0	48.8
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	22	22	ВН	450.0	450.0	5.0
32	22	Отп3- ВН Соловьёвск	197	197	ВН	450.0	450.0	43.9
22	25	ВН Соловьёвск - ВН Уркан	24	24	ВН	265.0	265.0	8.9
22	28	ВН Соловьёвск - ВН Инагли	106	106	ВН	265.0	265.0	40.0

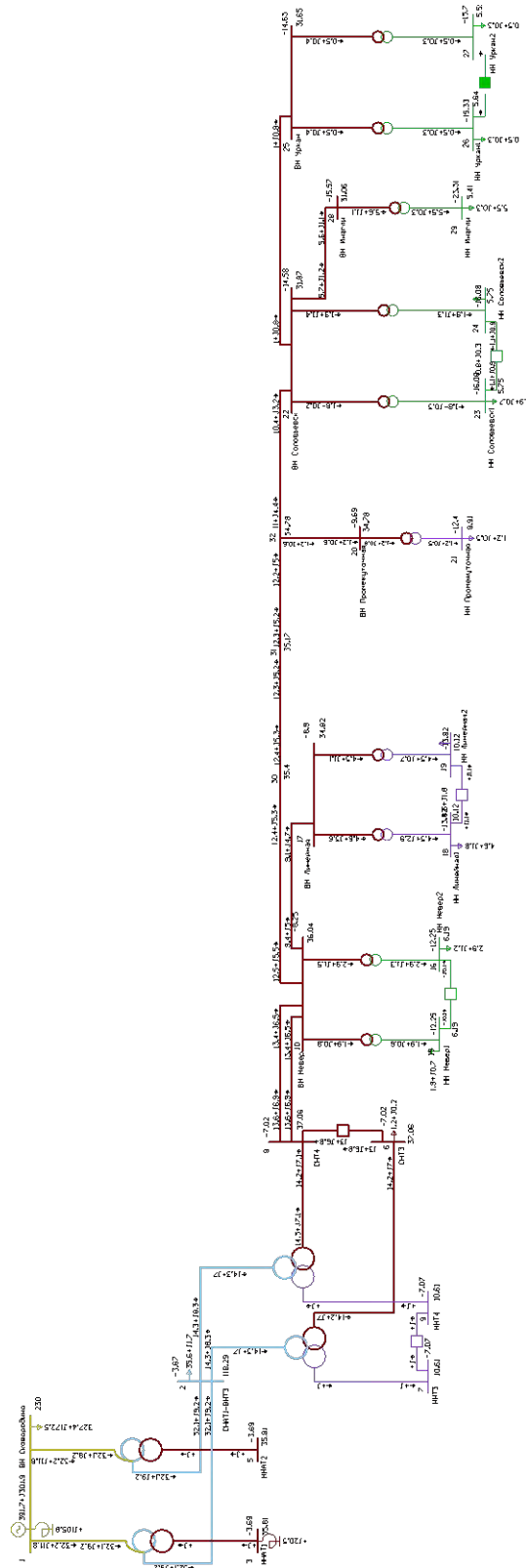
Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр- р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр- р	Q_XX_тр	dQ_III- нт
220	0.12		0.12		5.22		4.58	0.63	105.80
110	0.12		0.12		2.57		2.20	0.37	
35	2.10	1.78	0.31	0.00	6.06	3.11	2.49	0.47	
10					0.00				
6					0.00				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Режим минимальных нагрузок с учетом прогнозной нагрузки

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сковородино	220	1	156.9	114.8	183.0	259.5	230.0	2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1							221.32	-1.48	0.60
Нагр	2	СНАТ1-ВНТЗ	110	2	15.3	0.9					116.37	-1.49	5.79
Нагр	3	ННАТ1	35	3						16,000.0	35.34	-1.41	0.98
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1							221.33	-1.52	0.60
Нагр	5	ННАТ2	35	3							36.62	-1.52	4.63
Нагр	13	нейтральТЗ	110	2							113.07	-2.54	2.79
Нагр	6	СНТЗ	35	3	0.6	0.1					36.69	-2.76	4.83
Нагр	7	ННТЗ	10	4							10.08	-2.80	0.82
Нагр	14	нейтральТ4	110	2							113.18	-3.01	2.89
Нагр	8	СНТ4	35	3							36.69	-2.76	4.84
Нагр	9	ННТ4	10	4							10.08	-2.80	0.80
Нагр	10	ВН Невер	35	3							36.31	-3.17	3.75
Нагр	101	ВН Невер	35	3							36.31	-3.17	3.75
Нагр	15	НН Невер1	6	5	0.6	0.3					6.44	-4.48	7.37
Нагр	16	НН Невер2	6	5	1.0	0.4					6.44	-4.48	7.37
Нагр	17	ВН Линейная	35	3							35.83	-3.33	2.38
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	1.6	0.6					10.05	-4.93	0.52
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	1.6	0.6					10.05	-4.93	0.52
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3							35.84	-3.64	2.41
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	0.4	0.2					10.28	-4.48	2.83
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3							34.71	-5.15	-0.83
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	1.0	0.3					5.81	-5.62	-3.13
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.4	0.1					5.81	-5.62	-3.13
Нагр	25	ВН Уркан	35	3							34.62	-5.14	-1.08
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.2	0.1					6.22	-5.35	3.60
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.2	0.1					6.20	-5.47	3.39
Нагр	28	ВН Инагли	35	3							34.46	-5.50	-1.56
Нагр	29	НН Инагли	6	5	2.1	0.1					6.16	-7.82	2.63
Нагр	30	Отп1	35	3							36.07	-3.37	3.07
Нагр	31	Отп2	35	3							35.99	-3.46	2.83
Нагр	32	Отп3	35	3							35.84	-3.64	2.41

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	1	11	ВН Сковородино - нейтральАТ1	1.40	104.00	6.0	1.000			-13	-19	59	
0	Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-13	4	35	
0	Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.60		0.175	2	5	0	-22	57	
0	Тр-р	1	12	ВН Сковородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-13	-19	59	
0	Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-13	-18	58	
0	Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.165	5	5	0	0	0	
0	Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТЗ	1.50	56.90	13.2	1.000			-4	-7	41	
0	Тр-р	13	6	нейтральТЗ - СНТЗ	1.50			0.325			-1	32	165	
0	Тр-р	13	7	нейтральТЗ - ННТЗ	1.50	35.70		0.100	2	4	-3	-39	198	
0	Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000			-6	-7	45	
0	Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325			-9	-38	198	
0	Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.082	12	4	3	32	162	
0	Выкл	6	8	СНТЗ - СНТ4							-1	32	510	
0	Выкл	7	9	ННТЗ - ННТ4							-3	-34	1,981	
0	ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-5	-3	86	19.1
0	ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-5	-3	86	19.1
0	Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.20	49.20	14.4	0.180			-1	0	11	
0	Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22.4	0.180			-1	0	18	
0	Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2							0	0	3	
0	ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13					-3	-2	65	30.8
0	Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314			-2	-6	99	
0	Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.264	12	3	-1	4	60	
0	Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2							0	-4	256	
0	ЛЭП	101	30	ВН Невер – отп1	1.16	1.60					-4	-2	79	25.4
0	ЛЭП	30	31	отп1 – отп2	0.37	0.62					-4	-2	79	20.2
0	ЛЭП	31	32	Отп2 – отп3	0.61	1.24					-4	-2	79	17.5
0	ЛЭП	32	20	Отп3- ВН Промежуточная	0.01	0.01					0	0	8	1.7
0	Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.290	6	1	0	0	8	
0	ЛЭП	32	22	Отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-4	-2	71	15.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	22	23	ВН Соловьёвск - НН Соловьёвск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-1	-6	97	
0	Тр-р	22	24	ВН Соловьёвск - НН Соловьёвск2	1.40	14.60	46.3	0.159	12	2	0	5	76	
0	Выкл	23	24	НН Соловьёвск1 - НН Соловьёвск2							0	-5	496	
0	ЛЭП	22	25	ВН Соловьёвск - ВН Уркан	3.93	4.00					0	0	9	3.4
0	Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			0	0	5	
0	Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			0	0	4	
1	Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
0	ЛЭП	22	28	ВН Соловьёвск - ВН Инагли	3.77	3.80					-2	0	35	13.3
0	Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-2	0	35	

Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_доп
8	10	СНТ4 - ВН Невер	86	86	ВН	450.0	450.0	19.1
8	101	СНТ4 - ВН Невер	86	86	ВН	450.0	450.0	19.1
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	65	65	ВН	210.0	210.0	30.8
101	30	ВН Невер – отп1	79	79	ВН	310.0	310.0	25.4
30	31	отп1 – отп2	79	79	ВН	390.0	390.0	20.2
31	32	Отп2 – отп3	79	79	ВН	450.0	450.0	17.5
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	8	8	ВН	450.0	450.0	1.7
32	22	Отп3- ВН Соловьёвск	71	71	ВН	450.0	450.0	15.8
22	25	ВН Соловьёвск - ВН Уркан	9	9	ВН	265.0	265.0	3.4
22	28	ВН Соловьёвск - ВН Инагли	35	35	ВН	265.0	265.0	13.3

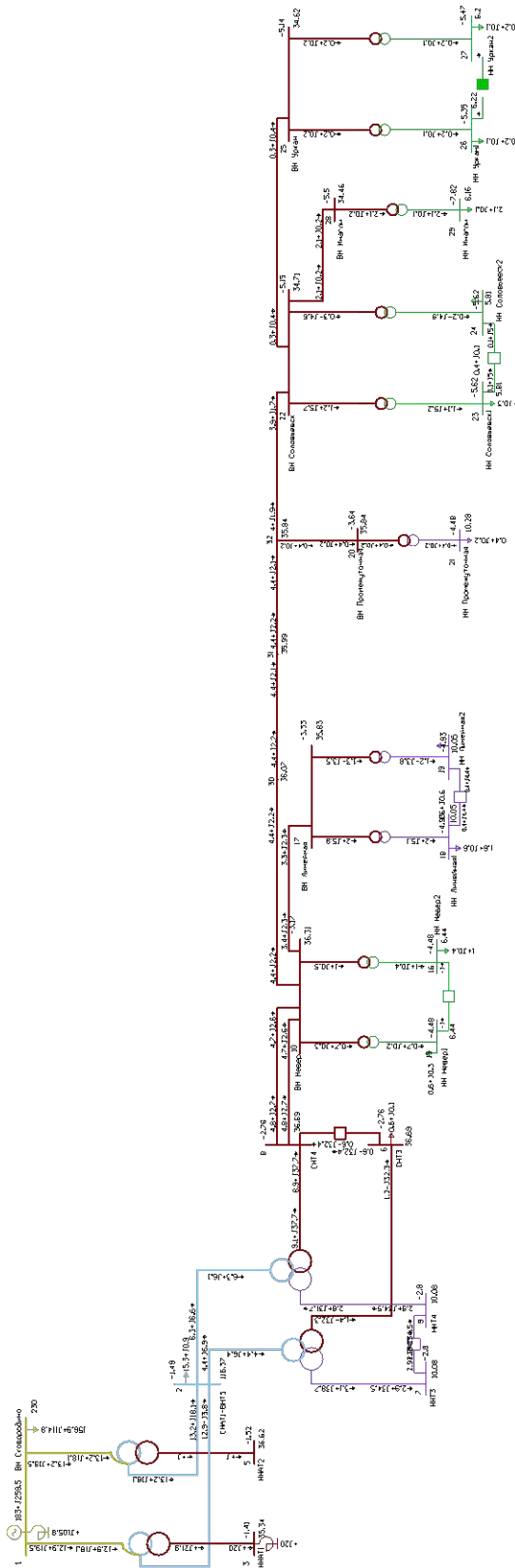
Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
220	0.08		0.08		4.66		4.03	0.63	105.80
110	0.61		0.61		7.99		7.63	0.36	
35	0.42	0.23	0.19	0.00	2.67	0.41	1.73	0.53	19.99
10					0.00				
6					0.00				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Аварийный режим с учетом прогнозной нагрузки

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сковородино	220	1	327.4	172.5	391.7	301.9	230.0	2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1							225.08	-3.69	2.31
Нагр	2	СНАТ1-ВНТЗ	110	2	35.6	1.7					118.29	-3.67	7.53
Нагр	3	ННАТ1	35	3						16,000.0	35.81	-3.69	2.31
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1							225.08	-3.69	2.31
Нагр	5	ННАТ2	35	3							35.81	-3.69	2.31
Нагр	13	нейтральТЗ	110	2							114.39	-7.06	3.99
Нагр	6	СНТЗ	35	3	1.2	0.2					37.06	-7.02	5.90
Нагр	7	ННТЗ	10	4							10.61	-7.07	6.07
Нагр	14	нейтральТ4	110	2							114.39	-7.07	3.99
Нагр	8	СНТ4	35	3							37.06	-7.02	5.90
Нагр	9	ННТ4	10	4							10.61	-7.07	6.07
Нагр	10	ВН Невер	35	3							36.04	-8.25	2.98
Нагр	101	ВН Невер	35	3							36.04	-8.25	2.98
Нагр	15	НН Невер1	6	5	1.9	0.7					6.19	-	3.22
												12.25	
Нагр	16	НН Невер2	6	5	2.9	1.2					6.19	-	3.22
												12.25	
Нагр	17	ВН Линейная	35	3							34.82	-8.90	-0.50
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	4.6	1.8					10.12	-	1.22
												13.82	
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	4.6	1.8					10.12	-	1.22
												13.82	
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3							34.78	-9.69	-0.64
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	1.2	0.5					9.91	-	-0.85
												12.40	
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3							31.87	-	-8.93
												14.58	
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	2.9	0.7					5.75	-	-4.20
												16.08	
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.8	0.3					5.75	-	-4.20
												16.08	
Нагр	25	ВН Уркан	35	3							31.65	-	-9.58
												14.63	
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.5	0.3					5.64	-	-6.05
												15.33	
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.5	0.3					5.59	-	-6.80
												15.76	
Нагр	28	ВН Инагли	35	3							31.06	-	-9.79
												15.57	
Нагр	29	НН Инагли	6	3	5.5	0.3					5.41	-	-
												23.31	11.27
Нагр	30	Отп1	35	3							35.40	-8.86	1.13
Нагр	31	Отп2	35	3							35.17	-9.12	0.49
Нагр	32	Отп3	35	3							34.78	-9.69	-0.64

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	1	11	ВН Сквородино - нейтральАТ1	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-12	86	
0	Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526			-32	-9	86	
0	Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.60		0.159	7	5	0	0	0	
0	Тр-р	1	12	ВН Сквородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-12	86	
0	Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТ3	1.40			0.526			-32	-9	86	
0	Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.159	7	5	0	0	0	
0	Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ3	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-8	81	
0	Тр-р	13	6	нейтральТ3 - СНТ3	1.50			0.325			-14	-7	80	
0	Тр-р	13	7	нейтральТ3 - ННТ3	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
0	Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТ3 - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-8	81	
0	Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325			-14	-7	80	
0	Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
0	Выкл	6	8	СНТ3 - СНТ4							-13	-7	229	
0	Выкл	7	9	ННТ3 - ННТ4							0	0	1	
0	ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-7	238	53.0
0	ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-7	238	53.0
0	Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	11.20	49.20	14.4	0.180			-2	-1	34	
0	Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	4.60	31.90	22.4	0.180			-3	-2	53	
0	Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2							0	0	5	
0	ЛЭП	10	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13								
0	Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314						
0	Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.299	4	3				
0	Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2										
0	ЛЭП	101	30	ВН Невер – отп1	1.16	1.60					-13	-6	220	70.9
0	ЛЭП	30	31	отп1 – отп2	0.37	0.62					-12	-5	220	56.3
0	ЛЭП	31	32	Отп2 – отп3	0.61	1.24					-12	-5	220	48.8
0	ЛЭП	32	20	Отп3- ВН Промежуточная	0.01	0.01					-1	-1	22	5.0
0	Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.294	5	1	-1	-1	22	
0	ЛЭП	32	22	Отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-11	-4	197	43.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-2	0	33	
0	Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.184	2	2	-2	-1	43	
0	Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2							1	1	144	
0	ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00					-1	-1	24	8.9
0	Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			-1	0	12	
0	Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			-1	0	12	
1	Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
0	ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80					-6	-1	106	40.0
0	Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-6	-1	106	

Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_доп
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	53.0
8	101	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	53.0
10	17	ВН Невер - ВН Линейная			ВН	210.0	210.0	
101	30	ВН Невер – отп1	220	220	ВН	310.0	310.0	70.9
30	31	отп1 – отп2	220	220	ВН	390.0	390.0	56.3
31	32	Отп2 – отп3	220	220	ВН	450.0	450.0	48.8
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	22	22	ВН	450.0	450.0	5.0
32	22	Отп3- ВН Соловьевск	197	197	ВН	450.0	450.0	43.9
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	24	24	ВН	265.0	265.0	8.9
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	106	106	ВН	265.0	265.0	40.0

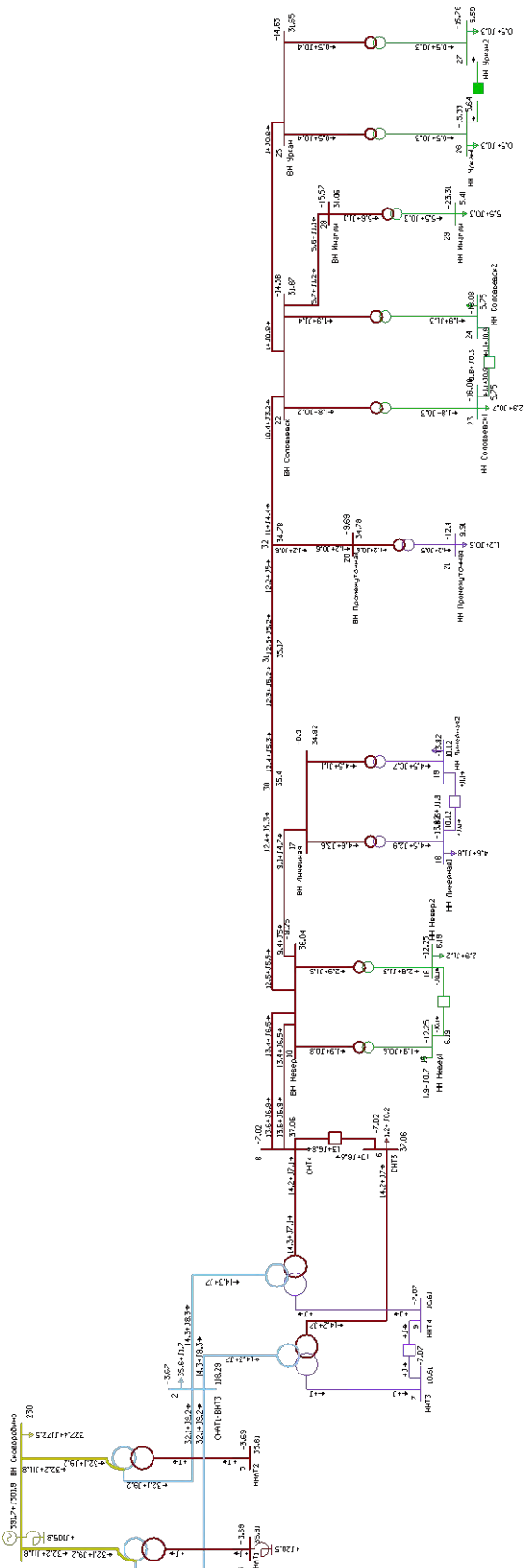
Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр- р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр- р	Q_XX_тр	dQ_Ш- нт
220	0.12		0.12		5.22		4.58	0.63	105.80
110	0.12		0.12		2.57		2.20	0.37	
35	2.10	1.78	0.31	0.00	6.06	3.11	2.49	0.47	
10					0.00				
6					0.00				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПК RastrWin 3.0

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Режим максимальных нагрузок после реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сковородино	220	1	327.4	172.5	391.6	317.7	230.0	2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1							221.50	-3.71	0.68
Нагр	2	СНАТ1-ВНТЗ	110	2	35.6	1.7					116.40	-3.71	5.82
Нагр	3	ННАТ1	35	3						16,000.0	32.65	-3.65	- 6.71
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1							221.51	-3.74	0.68
Нагр	5	ННАТ2	35	3							35.24	-3.74	0.68
Нагр	13	нейтральТЗ	110	2							113.24	-7.22	2.95
Нагр	6	СНТЗ	35	3	1.2	0.2					36.69	-7.18	4.83
Нагр	7	ННТЗ	10	4							10.50	-7.22	5.01
Нагр	14	нейтральТ4	110	2							113.24	-7.22	2.95
Нагр	8	СНТ4	35	3							36.69	-7.18	4.83
Нагр	9	ННТ4	10	4							10.50	-7.22	5.01
Нагр	10	ВН Невер	35	3							35.78	-8.52	2.22
Нагр	101	ВН Невер	35	3							35.78	-8.52	2.22
Нагр	15	НН Невер1	10	5	1.9	0.7					9.99	- 10.94	- 0.07
Нагр	16	НН Невер2	10	5	2.9	1.2					9.99	- 10.94	- 0.07
Нагр	17	ВН Линейная	35	3							34.53	-9.21	- 1.35
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	4.6	1.8					10.02	- 14.33	- 0.22
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	4.6	1.8					10.02	- 14.33	- 0.22
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3							34.79	- 10.24	- 0.60
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	1.2	0.5					9.92	- 12.95	- 0.81
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3							32.80	- 15.69	- 6.29
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	2.9	0.7					5.92	- 17.10	- 1.41
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.8	0.3					5.92	- 17.09	- 1.41
Нагр	25	ВН Уркан	35	3							32.58	- 15.73	- 6.92
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.5	0.3					5.81	- 16.39	- 3.23
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.5	0.3					5.76	- 16.79	- 3.96
Нагр	28	ВН Инагли	35	3							32.33	- 17.16	- 7.64
Нагр	29	НН Инагли	6	3	5.5	0.3				- 75,000.0	5.99	- 24.24	- 0.08
Нагр	30	отп1	35	3							35.26	-9.29	0.74
Нагр	31	отп2	35	3							35.09	-9.60	0.24
Нагр	32	отп3	35	3							34.79	- 10.24	- 0.60

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0
Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	1	11	ВН Сквородино - нейтральАТ1	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-20	94	
0	Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-32	2	84	
0	Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.60		0.159	7	5	0	-18	48	
0	Тр-р	1	12	ВН Сквородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-20	95	
0	Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-32	-17	95	
0	Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.159	7	5	0	0	0	
0	Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТ3	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-7	78	
0	Тр-р	13	6	нейтральТ3 - СНТЗ	1.50			0.325			-14	-5	78	
0	Тр-р	13	7	нейтральТ3 - ННТЗ	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
0	Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-7	79	
0	Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325			-14	-5	78	
0	Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
0	Выкл	6	8	СНТЗ - СНТ4							-13	-5	222	
1	Выкл	7	9	ННТЗ - ННТ4										
0	ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-5	231	51.3
0	ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-5	231	51.3
0	Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	2.60	23.00	32.6	0.286			-2	-1	43	
0	Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	2.60	23.00	32.6	0.286			-2	-1	43	
1	Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2										
0	ЛЭП	101	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13					-10	-5	175	83.3
0	Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314			-5	-4	99	
0	Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.299	4	3	-5	-1	80	
1	Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2										
0	ЛЭП	10	30	ВН Невер - отп1	1.16	1.60					-12	-3	205	66.1
0	ЛЭП	30	31	отп1 - отп2	0.37	0.62					-12	-2	205	52.6
0	ЛЭП	31	32	отп2 - отп3	0.61	1.24					-12	-2	205	45.6
0	ЛЭП	32	20	отп3 - ВН Промежуточная	0.01	0.01					-1	-1	22	5.0
0	Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.294	5	1	-1	-1	22	
0	ЛЭП	32	22	отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-11	-2	184	40.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-2	0	32	
0	Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.184	2	2	-2	-1	42	
1	Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2										
0	ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00					-1	-1	23	8.7
0	Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			-1	0	12	
0	Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			-1	0	11	
1	Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
0	ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80					-6	1	104	39.2
0	Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-6	2	104	
0	Выкл	10	101	ВН Невер - ВН Невер							1	-1	30	

Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_доп
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	51,2
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	51,2
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	170	170	ВН	210.0	210.0	83,4
10	30	ВН Невер – отп1	220	220	ВН	310.0	310.0	65,8
30	31	отп1 – отп2	220	220	ВН	390.0	390.0	52,3
31	32	Отп2 – отп3	220	220	ВН	450.0	450.0	45,4
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	22	22	ВН	450.0	450.0	5.0
32	22	Отп3- ВН Соловьевск	197	197	ВН	450.0	450.0	40,6
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	24	24	ВН	265.0	265.0	8.7
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	106	106	ВН	265.0	265.0	38,9

Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр- р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр- р	Q_XX_тр	dQ_Ш- нт
220	0.16		0.16		7,54		6,91	0.63	105.80
110	0.11		0.11		2,42		2,06	0.36	
35	1,9	1,63	0.26	0.00	5,64	2,81	2,31	0.52	17,05
10					0.00				
6					0.00				-2,71

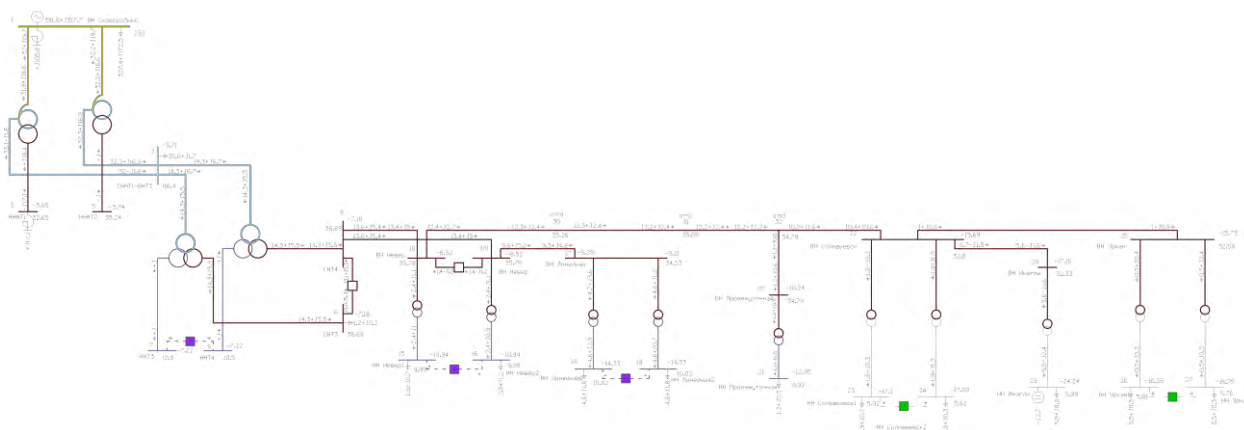
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Трансформаторы

Название	Марка	Тип	N_B	N_C	N_H	N_0
AT1	АТДЦТН-63000/220-230/121/38,	АТ	1	2	3	11
AT2	АТДЦТН-63000/220-230/121/38,5	АТ	1	2	5	12
T3	ТДТН-25000/110-115/38,5/11	3х-обм	2	6	7	13
T4	ТДТН-25000/110-115/38,5/11	3х-обм	4	8	9	14
Невер1	ТМ 3200/35/10	2х-обм	10		15	
Невер2	ТМ 3200/35/10	2х-обм	10		16	
Промежуточная	ТМН 1000/35/10	2х-обм	20		21	
Соловьевск1	ТМ 6300/35/6	2х-обм	22		23	
Соловьевск2	ТМН 6300/35/6	2х-обм	22		24	
Уркан1	ТМ 3200/35/6	2х-обм	25		26	
Уркан2	ТМ 1800/35/6	2х-обм	25		27	
Инагли	ТМ 4000/35/6	2х-обм	28		29	
Линейная1	ТМ 4000/35/10	2х-обм	17		18	
Линейная2	ТМН 4000/35/10	2х-обм	17		19	

Графика



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Аварийный режим после реконструкции

Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V	Delta	dV
База	1	ВН Сковородино	220	1	327.4	172.5	391.6	317.7	230.0	2,000.0	230.00		4.55
Нагр	11	нейтральАТ1	220	1							223,5	-3.10	1,59
Нагр	2	СНАТ1-ВНТЗ	110	2	35.6	1.7					117,47	-3.11	6,79
Нагр	3	ННАТ1	35	3						16,000.0	32.95	-3,06	- 5,87
Нагр	12	нейтральАТ2	220	1							223.50	-3.13	1,59
Нагр	5	ННАТ2	35	3							35.56	-3.13	1,59
Нагр	13	нейтральТЗ	110	2							116,20	-5,25	5,64
Нагр	6	СНТЗ	35	3	1.2	0.2					37,67	-5,23	7,64
Нагр	7	ННТЗ	10	4							20,88	-5,25	7,75
Нагр	14	нейтральТ4	110	2							116,20	-5,25	5,63
Нагр	8	СНТ4	35	3							37,67	-5,23	7,64
Нагр	9	ННТ4	10	4							10,77	-5,25	7,75
Нагр	10	ВН Невер	35	3							37,21	-6,06	6,31
Нагр	101	ВН Невер	35	3							37,21	-6,05	6,31
Нагр	15	НН Невер1	10	5	1.9	0.7					10,41	-8,28	4,13
Нагр	16	НН Невер2	10	5	2.9	1.2					10,41	-8,28	4,13
Нагр	17	ВН Линейная	35	3								-9.21	
Нагр	18	НН Линейная1	10	4	4.6	1.8						- 14.33	
Нагр	19	НН Линейная2	10	4	4.6	1.8						- 14.33	
Нагр	20	ВН Промежуточная	35	3							36,32	-7,67	3,77
Нагр	21	НН Промежуточная	10	4	1.2	0.5					10,38	- 10,14	3,85
Нагр	22	ВН Соловьевск	35	3							34,56	- 12,68	- 1,25
Нагр	23	НН Соловьевск1	6	5	2.9	0.7					6,24	- 13,94	3,99
Нагр	24	НН Соловьевск2	6	5	0.8	0.3					6,24	- 13,94	3,99
Нагр	25	ВН Уркан	35	3							34,35	- 12,71	- 1,86
Нагр	26	НН Уркан1	6	5	0.5	0.3					6,13	- 13,30	2,14
Нагр	27	НН Уркан2	6	5	0.5	0.3					6,09	- 13,66	1,46
Нагр	28	ВН Инагли	35	3							34,16	- 14,07	- 2,39
Нагр	29	НН Инагли	6	3	5.5	0.3				- 75,000.0	6,36	- 20,36	6
Нагр	30	отп1	35	3							36,74	-6,79	4,96
Нагр	31	отп2	35	3							36,58	-7,08	4,52
Нагр	32	отп3	35	3							36,32	-7,67	3,77

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	1	11	ВН Сковородино - нейтральАТ1	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-20	94	
0	Тр-р	11	2	нейтральАТ1 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-32	2	84	
0	Тр-р	11	3	нейтральАТ1 - ННАТ1	2.80	195.60		0.159	7	5	0	-18	48	
0	Тр-р	1	12	ВН Сковородино - нейтральАТ2	1.40	104.00	6.0	1.000			-32	-20	95	
0	Тр-р	12	2	нейтральАТ2 - СНАТ1-ВНТЗ	1.40			0.526			-32	-17	95	
0	Тр-р	12	5	нейтральАТ2 - ННАТ2	2.80	195.60		0.159	7	5	0	0	0	
0	Тр-р	2	13	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТ3	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-7	78	
0	Тр-р	13	6	нейтральТ3 - СНТЗ	1.50			0.325			-14	-5	78	
0	Тр-р	13	7	нейтральТ3 - ННТЗ	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
0	Тр-р	2	14	СНАТ1-ВНТЗ - нейтральТ4	1.50	56.90	13.2	1.000			-14	-7	79	
0	Тр-р	14	8	нейтральТ4 - СНТ4	1.50			0.325			-14	-5	78	
0	Тр-р	14	9	нейтральТ4 - ННТ4	1.50	35.70		0.093	6	4	0	0	0	
0	Выкл	6	8	СНТЗ - СНТ4							-13	-5	222	
1	Выкл	7	9	ННТЗ - ННТ4										
0	ЛЭП	8	10	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-5	231	51.3
0	ЛЭП	8	101	СНТ4 - ВН Невер	1.37	2.80					-14	-5	231	51.3
0	Тр-р	10	15	ВН Невер - НН Невер1	2.60	23.00	32.6	0.286			-2	-1	43	
0	Тр-р	101	16	ВН Невер - НН Невер2	2.60	23.00	32.6	0.286			-2	-1	43	
1	Выкл	15	16	НН Невер1 - НН Невер2										
1	ЛЭП	101	17	ВН Невер - ВН Линейная	3.02	3.13					-10	-5	175	83.3
1	Тр-р	17	18	ВН Линейная - НН Линейная1	2.60	23.00	32.6	0.314			-5	-4	99	
1	Тр-р	17	19	ВН Линейная - НН Линейная2	2.60	23.00	32.6	0.299	4	3	-5	-1	80	
1	Выкл	18	19	НН Линейная1 - НН Линейная2										
0	ЛЭП	10	30	ВН Невер - отп1	1.16	1.60					-12	-3	205	66.1
0	ЛЭП	30	31	отп1 - отп2	0.37	0.62					-12	-2	205	52.6
0	ЛЭП	31	32	отп2 - отп3	0.61	1.24					-12	-2	205	45.6
0	ЛЭП	32	20	отп3 - ВН Промежуточная	0.01	0.01					-1	-1	22	5.0
0	Тр-р	20	21	ВН Промежуточная - НН Промежуточная	8.60	49.80	18.3	0.294	5	1	-1	-1	22	
0	ЛЭП	32	22	отп3 - ВН Соловьевск	5.21	10.68					-11	-2	184	40.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin 3.0

Ветви продолжение

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
0	Тр-р	22	23	ВН Соловьевск - НН Соловьевск1	1.40	14.60	46.3	0.180			-2	0	32	
0	Тр-р	22	24	ВН Соловьевск - НН Соловьевск2	1.40	14.60	46.3	0.184	2	2	-2	-1	42	
1	Выкл	23	24	НН Соловьевск1 - НН Соловьевск2										
0	ЛЭП	22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	3.93	4.00					-1	-1	23	8.7
0	Тр-р	25	26	ВН Уркан - НН Уркан1	4.40	26.80	117.5	0.180			-1	0	12	
0	Тр-р	25	27	ВН Уркан - НН Уркан2	9.10	44.20	73.5	0.180			-1	0	11	
1	Выкл	26	27	НН Уркан1 - НН Уркан2										
0	ЛЭП	22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	3.77	3.80					-6	1	104	39.2
0	Тр-р	28	29	ВН Инагли - НН Инагли	2.60	23.00	32.6	0.180			-6	2	104	
0	Выкл	10	101	ВН Невер - ВН Невер							1	-1	30	

Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	30,1
8	10	СНТ4 - ВН Невер	238	238	ВН	450.0	450.0	30,1
10	17	ВН Невер - ВН Линейная	170	170	ВН	210.0	210.0	
10	30	ВН Невер – отп1	220	220	ВН	310.0	310.0	61,7
30	31	отп1 – отп2	220	220	ВН	390.0	390.0	49
31	32	Отп2 – отп3	220	220	ВН	450.0	450.0	42,4
32	20	Отп3- ВН Промежуточная	22	22	ВН	450.0	450.0	4,5
32	22	Отп3- ВН Соловьевск	197	197	ВН	450.0	450.0	38,5
22	25	ВН Соловьевск - ВН Уркан	24	24	ВН	265.0	265.0	8,3
22	28	ВН Соловьевск - ВН Инагли	106	106	ВН	265.0	265.0	37,6

Потери

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
220	0.12		0.12		5,75		5,11	0.63	105.80
110	0.04		0.04		1,1		0,73	0.37	
35	1,1	0,97	0.13	0.00	3,36	1,77	1,11	0.49	17,05
10					0.00				
6					0.00				-3,03

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Невер

Расчет грозоупорности ЛЭП:

высота подвеса а, м:

$$h_{\text{трП}} := 22.9$$

$$h_{\text{прНП}} := 14$$

$$h_{\text{прВП}} := h_{\text{прНП}} + 6 = 20$$

$$h_{\text{трНпрП}} := h_{\text{трП}} - h_{\text{прВП}} = 2.9$$

$$h_{\text{тр}} := 5 + 21.45 = 26.45$$

$$h_{\text{прН}} := 5 + 10.5 = 15.5$$

$$h_{\text{прВ}} := h_{\text{прН}} + 6 = 21.5$$

$$h_{\text{трНпр}} := h_{\text{тр}} - h_{\text{прВ}} = 4.95$$

высота габарита, м:

$$h_{\text{Г}} := 7$$

стрела провеса троса

$$f_{\text{тр}} := h_{\text{прН}} - h_{\text{Г}} = 8.5$$

$$f_{\text{трП}} := h_{\text{прНП}} - h_{\text{Г}} = 7$$

средняя высота подвес

$$h_{\text{ср}} := h_{\text{тр}} - \frac{2}{3}f_{\text{тр}} = 20.783$$

$$h_{\text{срП}} := h_{\text{трП}} - \frac{2}{3}f_{\text{трП}} = 18.233$$

$$l_{\text{пр}} := 150 \text{ м}$$

20 – 40 часов грозы

$$N_{\text{ГД}} := 40$$

плотность разряда линии на землю

$$P_0 := 0.05 N_{\text{ГД}} = 2 \quad d_{\text{тр-тр}} := 2$$

$$N_{\text{П}} := 0.2 P_0 \left(\frac{d_{\text{тр-тр}}}{2} + 5 \cdot h_{\text{срП}} - \frac{2 \cdot h_{\text{срП}}^2}{30} \right) = 28.001$$

общее число ударов молнии в опору

$$N_{\text{ОП}} := 4 N_{\text{П}} \cdot \frac{h_{\text{трП}}}{l_{\text{пр}}} = 17.099$$

$$U_{50\%} := 350 \text{ кВ}$$

$$h_{\text{ОП}} := h_{\text{трП}}$$

$$L_0 := 0.7 \text{ мкГн/м}$$

$$\tau_{\phi} := 2 \text{ мкс}$$

$$K_{\text{отв}} := 0.95$$

$$M_0 := 0.2 \text{ мкГн/м}$$

$$R_u := 30$$

Критический ток молнии, кА:

$$I_{\text{КР}} := \frac{U_{50\%}}{R_u + \frac{K_{\text{отв}}^2 \cdot L_0 \cdot h_{\text{ОП}}}{\tau_{\phi}} + \frac{M_0 \cdot h_{\text{ОП}}}{\tau_{\phi}}} = 8.855$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Невер

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору

$$P_{\text{ОП}} := e^{-0.4 \cdot I_{\text{КР}}} = 0.029$$

$$U_{\text{НР}} := 40.5 \text{ кВ} \quad I_{\text{разр}} := 0.665$$

$$U_{\text{НОМ}} := 35 \text{ кВ} \quad r_{\text{пр}} := \frac{13.5}{2} = 6.75$$

Вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу

$$\eta := \left(0.92 \frac{U_{\text{НР}}}{I_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0.5$$

Удельно число отключений линии при ударе молнии в опору

$$n_{\text{ОП}} := N_{\text{ОП}} \cdot P_{\text{ОП}} \cdot \eta = 0.248$$

$$\Delta S := 1 \quad \Delta h := 3$$

$$D := 1 + U_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{h_{\text{трП}}}{\Delta h} \cdot \left[\frac{\left(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-3} \right)^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{\text{спП}}}{r_{\text{пр}}} \right)} \right] = 1.008$$

$$\tan \alpha := \tan \left(\frac{\Delta S}{\Delta h} \right) = 0.346$$

$$\text{atan}(\tan \alpha) = 0.333$$

$$\alpha := \frac{180 \cdot 0.333}{\pi} = 19.079$$

$$P_{\alpha} := e^{\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{трП}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = 6.333 \times 10^{-3}$$

число прорывов молнии на 100 км линии

$$N_{\text{пр}} := N_{\text{П}} \cdot P_{\alpha} = 0.177$$

$$z_{\text{кор.пр}} := 210$$

$$U_{50} := 175$$

$$\eta_{\text{пр}} := 0.9$$

$$U_{50\%1} := U_{50} \left[0.92 - 0.0121 e^{\left(0.74 - 0.06 \cdot I_{\text{разр}} \right) \cdot \left(I_{\text{разр}}^{-3} \right)} \right] = 160.587$$

Критическое значение тока молнии при прорыве сквозь защиту, кА

$$I_{\text{КР}} := \frac{2U_{50\%1}}{z_{\text{кор.пр}} \cdot \eta} = 3.057$$

Вероятность обратного перекрытия линейной изоляции

$$P_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{КР}}} = 0.885 \quad c_c := 300 \text{ м/мкс}$$

$$n_{\text{пр}} := N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta = 0.079 \quad E_{\text{сп}} := 700$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Невер

$$\beta := 1.16 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{\text{срП}} \cdot E_{\text{ср}}}{U_{50\%}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{срП}}}{r_{\text{пр}} \cdot 10^{-3}}\right)}} = 0.792$$

$$k_{\Gamma} := 0.18$$

$$k := \frac{k_{\Gamma}}{\beta} = 0.23$$

$$v := c_c \cdot \beta = 237.464$$

$$z_{\text{пр}} := 60 \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{срП}}}{r_{\text{пр}} \cdot 10^{-3}}\right) \cdot \beta \cdot \frac{1}{2^2} = 102.045$$

$$a_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot E_{\text{ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{z_{\text{пр}} \cdot (1 - k) \cdot I_{\text{пр}}} = 84.335$$

$$N_{\text{тр}} := N_{\text{П}} - N_{\text{пр}} - N_{\text{ОП}} = 10.724$$

$$I_{\text{КР2}} := \frac{a_{\text{кр}} \cdot r_{\text{пр}} \cdot 10^{-3} \cdot I_{\text{пр}} \cdot k}{2 \cdot v \cdot R_{\text{у}}} = 1.363 \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{тр}} := e^{-0.08 \cdot a_{\text{кр}}} = 1.175 \times 10^{-3}$$

удельно число отключений линии при ударе молнии в трос в середине пролета

$$n_{\text{тр}} := N_{\text{тр}} \cdot P_{\text{тр}} \cdot \eta = 6.302 \times 10^{-3}$$

$$a_{\text{T}} := 48$$

$$b_{\text{T}} := 36$$

$$R_{\text{ЭКВ}} := 5 \cdot h_{\text{с}} - \frac{2 \cdot h_{\text{с}}^2}{30} = 35.142$$

$$h_{\text{с}} := 7.85$$

$$N_{\text{ПУ}} := P_0 \cdot (a_{\text{T}} + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (b_{\text{T}} + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (\eta \cdot P_{\alpha} \cdot P_{\text{пр}} + n_{\text{ОП}} \cdot P_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-6} = 2.508 \times 10^{-4}$$

средняя повторяемость опасных перенапряжений

$$T_{\text{ПУ}} := \frac{1}{N_{\text{ПУ}}} = 3.988 \times 10^3$$

$$n_{\text{вл}} := n_{\text{ОП}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}} = 0.332$$

Расчет заземления ПС Невер:

$$a_{\Gamma} := 6$$

$$A_1 := 48$$

$$B_1 := 36$$

$$S_1 := (A_1 + 2 \cdot 1.5) \cdot (B_1 + 2 \cdot 1.5) = 1989$$

$$\sqrt{S_1} = 44.598$$

$$L_{1\Gamma} := \frac{2 \cdot S_1}{a_{\Gamma}} = 663$$

$$m_{A1} := \frac{A_1}{a_{\Gamma}} = 8$$

$$m_1 := \frac{L_{1\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S_1}} - 1 = 6.433$$

$$m_{1\Gamma} := 7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет грозоупорности ЛЭП, заземления и молниезащиты ПС Невер

$$m_{B1} := \frac{B_1}{a_r} = 6 \qquad a_B := 6$$

$$L_{1r, \text{расч}} := 2 \cdot \sqrt{S_1} \cdot (m_1 + 1) = 713.571 \qquad l_B := 5$$

$$n_{B1} := \frac{4 \cdot \sqrt{S_1}}{a_B} - 1 = 28.732 \qquad n_{B1} := 25$$

$$h_{1э} := l_B + 2 = 7 \qquad h_1 := 6 \quad \rho_1 := 30$$

$$\frac{l_B}{\sqrt{S_1}} = 0.112 \qquad h_2 := 8 \quad \rho_2 := 70$$

$$\rho_{\text{ЭКВ}} := \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}} = 22.273 \qquad A_s := 0.4$$

$$R_{CT1} := \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A_s}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{L_{1r} + n_{B1} \cdot l_B} \right) = 0.228 \qquad I_M := 65$$

$$\alpha_{и} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_1}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.333$$

$$R_{и1} := R_{CT1} \alpha_{и} = 0.304$$

Расчет молниезащиты ПС Невер:

$$h_{JII} := h_c = 7.85 \qquad h := 25$$

$$h_{\text{эф}} := 0.85h = 21.25$$

радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 := (1.1 - 0.002h) \cdot h = 26.25$$

$$h_x := h_{JII}$$

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

$$r_x := \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \cdot r_0 = 16.553 \qquad d := 2r_x = 33.106$$

$$L_{23} := 37 \qquad L_{13} := L_{23}$$

$$h_{\text{cx}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{23} - h) = 19.12$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 = 26.25$$

$$r_{\text{cx}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}} \right) = 15.473$$

$$r_{\text{cxJII}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{cx}} - h_{JII}}{h_{\text{cx}}} \right) = 15.473$$

$$L_{12} := 32$$

$$h_{\text{cx2}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{12} - h) = 20.008$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 = 26.25$$

$$r_{\text{cx2}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{cx2}} - h_x}{h_{\text{cx}}} \right) = 16.691$$

$$r_{\text{cxJII2}} := r_{\text{с0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{cx2}} - h_{JII}}{h_{\text{cx}}} \right) = 16.691$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Экономический расчет реконструируемой сети

$$K_{\text{зон}} := 1.5$$

$$K_{\text{инфл}} := 5.17 \quad K_{\text{КУ}} := 3500 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения:

ПС ОРУ

$$K_{\text{заг}} := 1.1$$

$$K_{\text{ру}} := 18500$$

$$K_{\text{выклНев35}} := 3 \cdot 200 = \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{КРУН10}} := 1300 = \text{ тыс.руб}$$

Трансформаторы

$$K_{\text{ТРНев}} := 2 \cdot 2800 \text{ тыс.руб}$$

Постоянная часть затрат

$$K_{\text{пост.Нев}} := 7000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору}} := K_{\text{выклНев35}} + K_{\text{КРУН10}} + K_{\text{пост.Нев}} = \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{ру}} + K_{\text{ТРНев}} + K_{\text{пост.Нев}} + K_{\text{выклНев35}} + K_{\text{КРУН10}}) \cdot K_{\text{заг}} \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}}$$

$$K_{\text{пс}} = \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma} := K_{\text{пс}} + K_{\text{КУ}} = \text{ тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

срок службы:

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{амПС}} := \frac{K_{\text{пс}}}{T_{\text{сл}}} = \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{амКУ}} := \frac{K_{\text{КУ}}}{T_{\text{сл}}} = \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{T_{\text{сл}}} + \frac{K_{\text{КУ}}}{T_{\text{сл}}} = \text{ тыс.руб}$$

Эксплуатационные затраты:

нормы отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт:

$$\alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт

$$I_{\text{рэо}} := \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{пс}} = \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери:

Потери в ТР:

$$TM - 320035$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Экономический расчет реконструируемой сети

$$R_{\text{тр.10}} := 0.88 \text{ Ом} \quad \Delta P_{\text{х10}} := 0.0145 \quad T_3 := 6540 \text{ ч}$$

$$P_{\text{эфНев}} := 4.086 \text{ МВт} \quad T_{\text{л}} := 2220$$

$$Q_{\text{нескНев}} := 1.8 \text{ Мвар} \quad T_{\text{Г}} := 8760$$

$$U := 35 \text{ кВ}$$

$$\Delta W_{\text{трНев}} := \frac{P_{\text{эфНев}}^2 + Q_{\text{нескНев}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр.10}} \cdot T_3 \dots$$

$$+ \frac{P_{\text{эфНев}}^2 + Q_{\text{нескНев}}^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр.10}} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{\text{х10}} \cdot T_{\text{Г}}$$

$$\Delta W_{\text{трНев}} = 252.471 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{ТР}} := 2 \cdot \Delta W_{\text{трНев}} = 504.943 \text{ МВт*ч}$$

Потери в КУ:

$$\Delta W_{\text{уд}} := 0.003$$

$$Q_{\text{ф}} := 2.7$$

$$\Delta W_{\text{куИнаг}} := \Delta W_{\text{уд}} + 2 \cdot T_3 + Q_{\text{ф}} = 1.31 \times 10^4$$

$$\Delta W_{\Sigma} := \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{куИнаг}} = 1.359 \times 10^4 \text{ МВт*ч} \quad c_0 := 2.59 \text{ руб / кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W1} := 1646$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 3.519 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

Издержки общие:

$$И := I_{\text{ам}} + I_{\text{рзо}} + I_{\Delta W1} = 32505.209 \text{ тыс. руб}$$

Затраты:

$$E := 0.1$$

$$З := E \cdot K_{\Sigma} + И = 6.101 \times 10^4 \text{ тыс. руб} \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{срНевЗ}} := 3.557 \text{ МВт} \quad P_{\text{срНевЛ}} := 2.34 \text{ МВт*ч}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$W_{\text{сумм}} := P_{\text{срНевЗ}} \cdot T_3 + P_{\text{срНевЛ}} \cdot T_{\text{л}} = 28457.58$$

$$C := \frac{И}{W_{\text{сумм}}} = 1.1 \text{ руб/кВт*ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Экономический расчет реконструируемой сети

Расчет ЧДД

$$K := K_{\Sigma} \quad \text{тыс.руб}$$

$$И = 3.251 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$T_{\text{СТРОИТ}} := 2$$

$$И_{\text{ам}} = 1.425 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ГОД}} := \frac{K}{T_{\text{СТРОИТ}}} = 1.425 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$И_{\text{ГОД}} := \frac{И}{20} = 1.625 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$P_{\text{max}} := 7590 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{min}} := 4560 \quad \text{кВт}$$

$$T_{\text{max}} := 6540 \quad \text{ч}$$

$$T_{\text{min}} := 8760 - T_{\text{max}}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}} = 5.976 \times 10^7 \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}$$

$$Д := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 2.99 = 1.787 \times 10^8 \quad \text{руб}$$

$$З_1 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -156753.575 \quad З_{11} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 68879343$$

$$З_2 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -142503 \quad З_{12} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 62617585$$

$$З_3 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -129548 \quad З_{13} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 56925077$$

$$З_4 := (-K_{\text{ГОД}} - И_{\text{ам}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -117771 \quad З_{14} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 51750070$$

$$З_5 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 122023958 \quad З_{15} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 47045518$$

$$З_6 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 110930871 \quad З_{16} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 42768653$$

$$З_7 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 100846246 \quad З_{17} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 38880593$$

$$З_8 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 91678406 \quad З_{18} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 35345994$$

$$З_9 := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 83344005 \quad З_{19} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 32132722$$

$$З_{10} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 75767277 \quad З_{20} := (Д - И) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 29211565$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} := & З_1 + З_2 + З_3 + З_4 + З_5 + З_6 + З_7 + З_8 + З_9 + З_{10} + З_{11} \dots = 1.05 \times 10^9 \\ & + З_{12} + З_{13} + З_{14} + З_{15} + З_{16} + З_{17} + З_{18} + З_{19} + З_{20} \end{aligned}$$